下水汚泥エネルギー化技術
ガイドライン
(案)

平成 23 年 3 月

国土交通省　都市・地域整備局　下水道部

はじめに

全国に整備・展開されてきた下水道は約 9,300 万人が利用するまでになり、そこからは乾燥重量で年間約 230 万トン相当の有機性汚泥が回収されている。従来、この汚泥は処理・処分の対象とされてきたものであるが、昨今はそれが有するエネルギー的価値が見直され、下水処理場におけるエネルギー対策や地球温暖化対策に大きく貢献することが期待されている。

国は、新成長戦略（基本方針）（2009 年 12 月 30 日閣議決定）において、2020 年における温室効果ガスを 1990 年比で 25%削減するとの目標を掲げ、あらゆる政策を総動員した「チャレンジ 25」の取り組みを推進することとしており、環境、成長の両面から地球温暖化対策の推進を求めたところである。

国土交通省都市・地域整備局下水道部は、従来より京都議定書の目標達成計画や下水道ビジョン 2100 で示された「資源のみち」の実現を目指して、省エネルギー対策や新エネルギー導入等の施策を進めてきたところである。これを踏まえ、さらなる低炭素社会実現に貢献する下水道事業を目指し、地方公共団体や民間企業が下水汚泥エネルギー化技術の導入検討の際に必要となる知見や情報を「下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン（案）」として示すものである。

本ガイドラインは、固形燃料化技術、バイオガス利用技術及びガス化技術を対象として、特に、経済性や温室効果ガス削減効果、エネルギー需要者とのマッチングについて詳述し、事業化の検討に資する定量的なデータを提供している。本ガイドラインが活用されることによって、下水道事業者における経営改善と地球温暖化対策が大きく進展することを期待する。

下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン検討委員会

（順不同・敬称略）

（平成 23 年3月　日現在）

座　長	津野　洋	京都大学大学院工学研究科都市環境工学専攻教授
委　員	齋藤　利晃	日本大学理工学部土木工学科教授
〃	福士　謙介	東京大学サステイナビリティ学連携研究機構 地球持続戦略研究イニシアティブ准教授
〃	岡本　誠一郎	独立行政法人土木研究所材料地盤研究グループ リサイクルチーム上席研究員
〃	山本　博英	日本下水道事業団技術開発部総括主任研究員
〃	寺島　英雄	東京都下水道局計画調整部カーボンマイナス推進担当課長
〃	野村　茂	横浜市環境創造局施設管理部担当部長 （北部下水道センター長）
〃	山地　健二	神戸市建設局下水道河川部計画課長
〃	大谷　佳史	社団法人日本下水道協会技術部資源利用促進課長
〃	松尾　英介	社団法人日本下水道施設業協会技術部長
〃	藤田　昭幸	社団法人日本ガス協会エネルギーシステム部 バイオガス利用促進センターマネジャー（所長）
〃	椎屋　光昭	電源開発株式会社環境エネルギー事業部 リサイクル・バイオマスグループ上席課長

固形燃料化技術ワーキンググループ

（順不同・敬称略）

（平成 23 年3月　日現在）

座　長	福士　謙介	東京大学サステイナビリティ学連携研究機構 地球持続戦略研究イニシアティブ准教授
委　員	濵田　知幸	日本下水道事業団技術開発部技術開発課主査
〃	佐藤　稔	宮城県土木部下水道課整備指導班技術補佐
〃	石黒　雅樹	東京都下水道局計画調整部計画課基本計画主査
〃	山本　純	愛知県建設部下水道課主任主査
〃	荒木　義貴	福岡県建築都市部下水道課流域下水道係主任技師
〃	清水　和彦	広島市下水道局施設部施設課設備係主任技師
〃	児玉　弘昭	北九州市建設局施設部施設課計画係長
〃	恩田　佳則	社団法人　日本下水道施設業協会
〃	横幕　宏幸	社団法人　日本下水道施設業協会
〃	秦　一貴	電源開発株式会社環境エネルギー事業部 リサイクル・バイオマスグループ課長代理

バイオガス利用技術ワーキンググループ

（順不同・敬称略）

（平成 23 年3月　日現在）

座　長	齋藤　利晃	日本大学理工学部土木工学科教授
委　員	水田　健太郎	日本下水道事業団技術開発部技術開発課副参事
〃	坂巻　伸一	東京都下水道局流域下水道本部技術部計画課 設備計画担当係長
〃	遠藤　直樹	山形市上下水道部浄化センター技師
〃	綱島　範子	長岡市土木部下水道課長岡中央浄化センター水質係主査
〃	木幡　弘幸	横浜市環境創造局施設管理部水再生施設管理課担当係長
〃	瀧村　豪	神戸市建設局下水道河川部保全課保全課長
〃	伊藤　伸治	社団法人日本ガス協会 都市環境技術検討ワーキンググループ・リーダー
〃	丸山　智裕	社団法人日本下水道施設業協会
〃	山内　一晃	社団法人日本下水道施設業協会

下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン(案)

目次

【本編】

第1章 ガイドラインの位置づけ---------- 1
1－1. 背景 ---------- 1
1－2. 目的 ---------- 4
1－3. ガイドラインの構成 ---------- 6
1－4. 用語の定義 ---------- 8

第2章 総論 ---------- 10
2－1. エネルギー化技術導入の意義 ---------- 10
2－2. 対象技術とその概要 ---------- 14

第3章 エネルギー化技術の導入事例---------- 22
3－1. エネルギー化技術の国内導入事例 ---------- 22
3－2. エネルギー化技術の海外導入事例 ---------- 29
3－3. 我が国のエネルギー化技術レベルの現状---------- 31
3－4. エネルギー化技術導入にあたっての留意点 ---------- 32

第4章 エネルギー化技術の導入検討---------- 35
4－1. 導入検討の手順 ---------- 35
4－2. 基礎調査 ---------- 37
4－3. 検討対象とするエネルギー化技術の抽出 ---------- 39
4－3－1. 自治体の課題解決による視点 ---------- 39
4－3－2. 地域特性の視点(製品受け入れ先の検討)---------- 40
4－3－3. 製品受け入れ側の視点(製品に要求される条件)---------- 45
4－3－4. 各技術により生成される製品品質の視点---------- 49
4－4. 事業形態の検討 ---------- 55
4－5. 温室効果ガス削減効果の算定 ---------- 73
4－6. 事業性の検討及び評価 ---------- 81

第5章 ケーススタディ ---------- 91
5－1. ケース設定、条件設定---------- 91
5－2. 固形燃料化(乾燥、炭化)ケーススタディ ---------- 94
5－2－1. CASE1(現況:脱水汚泥を委託処分しているケース) ---------- 94
5－2－2. CASE2(現況:脱水汚泥を焼却処分しているケース) ----------104

５－２－３. CASE3(バイオマス受け入れを想定したケース) ----------113
５－２－４. 固形燃料化ケーススタディ結果のまとめ ----------119
５－３. バイオガス利用ケーススタディ----------121
５－３－１. CASE4(発電①:発電電力を場内利用する場合)----------121
５－３－２. CASE5(発電②:発電電力を売電する場合)----------131
５－３－３. CASE6(ガス導管直接注入) ----------149
５－３－４. CASE7(ガス運搬) ----------155
５－３－５. バイオガス利用ケーススタディのまとめ----------162

【参考資料編】

資料－１ エネルギー化技術の概要 ---------- 資 1
資料－２ エネルギー化技術の国内導入事例 ---------- 資 8
資料－３ エネルギー化技術の海外導入事例 ---------- 資 24
資料－４ 下水汚泥エネルギー製品に対する受け入れ基準の例 ---------- 資 50
資料－５ 事業方式、助成制度及び関連法規資料 ---------- 資 52
資料－６ 燃料製品の安全性に関する資料 ---------- 資 65
資料－７ 温室効果ガス削減効果に関する資料---------- 資 76

第１章. ガイドラインの位置づけ

1-1. 背景

再生可能エネルギーの利用、温室効果ガス排出量の削減が強く求められており、下水道事業でも下水汚泥のエネルギー利用について取り組みが必要となっている。

【解　説】

下水道事業では多くのエネルギーを使用するとともに多量の温室効果ガスを排出しており、下水道管理者は下水汚泥をエネルギー資源として捉え、さらに自らのインフラを最大限に生かす意味からも下水処理場を核とした地域におけるエネルギー対策と地球温暖化対策に積極的に取り組んでいく必要がある。

（１）社会的動向

2005 年 2 月の京都議定書の発効を受け、「地球温暖化対策の推進に関する法律」第 8 条に基づき策定されている「京都議定書目標達成計画」では、地球温暖化対策の推進、中でもバイオマスを積極的に利活用していくことが喫緊の課題として位置付けられている。2007 年度末に改正された本計画では、下水汚泥の高温焼却、下水道施設における省エネ対策、汚泥の燃料化等が追加対策として盛り込まれた。

下水汚泥を含むバイオマスの活用の推進に向けて「バイオマス活用推進基本法」(2009 年 6 月 12 日法律第 52 号）が制定されており、都道府県及び市町村は、当該法第 21 条に基づき、「都道府県バイオマス活用推進計画」及び「市町村バイオマス活用推進計画」の策定に努めることとされ、一層のバイオマス活用の推進が求められることとなった。2010 年 12 月 17 日には法に基づく、「バイオマス活用推進基本計画」が閣議決定され、下水汚泥についても、**バイオガス化**や**固形燃料化**等によるエネルギーとしての利用を推進することにより、2020 年に約 85%の利用が目標として掲げられた。

また、すでにバイオマスを含む非化石エネルギー源の利用推進に向けて、「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」（2009 年 7 月 8 日法律第 72 号）が制定されており、一定規模以上の電気事業者・ガス事業者等は、経済産業大臣が定める非化石エネルギー源の利用の目標に関し、その達成のための計画策定が義務づけられている。

ガス事業者については、2010 年 11 月 19 日に制定された「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する基本方針」（2010 年経済産業省告示第 160 号）に基づき、購入要領の策定及び公表、バイオガス利用促進のための技術開発、向上に取り組む等、ガス事業者、国、地方公共団体が連携して、バイオガス利用促進に向けた取組を進めることが望まれている。そし

て、「非化石エネルギー源の利用に関する一般ガス事業者等の判断の基準」（2010 年経済産業省告示第 240 号）において、一般ガス事業者等は、2015 年に、効率的な経営の下においてその合理的な利用を行うために必要な条件を満たす**バイオガスの 80%以上を利用する**ことを目標とされている。

電気事業者については、非化石エネルギー源の利用を促進するための判断の基準として、「非化石エネルギー源の利用に関する一般電気事業者等の判断の基準」（2009 年経済産業省告示第 278 号）において、一般電気事業者の 2020 年における非化石電源比率（非化石電源による発電量の全発電量に対する比率）を原則 50%以上とすることが掲げらている。

2010 年 4 月改正施行された「エネルギーの使用の合理化に関する法律」（以下、省エネ法という。）では、エネルギー消費量が大幅に増加している業務部門と家庭部門におけるエネルギーの使用の合理化をより一層推進することを目的に、従来の工場・事業場単位のエネルギー管理から、事業者単位でのエネルギー管理に変わった。よって、事業者全体のエネルギー使用量が 1,500kL 以上の事業者は特定事業者として指定され、省令で定められたエネルギー使用の合理化の目標が達成されるまで、エネルギー消費原単位を年平均１％以上低減させるための努力が求められている。

このような中、2010 年 5 月にとりまとめられた「国土交通省成長戦略」では、下水道分野について、下水熱･バイオマスの利用開発技術に係る官民連携実証実験等により、未利用資源の有効利用等を官民連携により強力に推進することとされている。

また、2010 年 6 月閣議決定された「エネルギー基本計画」では、化石燃料への依存度の低減、供給安定性の確保、地球温暖化問題への対応を図ることが課題とされ、再生可能エネルギーの導入拡大に関する施策の推進について示されている。

（２）下水汚泥有効利用等の現状

平成 21 年度末時点で下水道の普及率は 73.7%に達し、下水の処理過程で発生する下水汚泥の量も固形物換算で年間約 230 万トンに達する規模となっている。このような中、下水汚泥の有効利用は**図-1.1** に示すように順調に進展し、最近は 80%近くが有効利用に資されている。しかし、下水汚泥がバイオマス資源と位置付けられ、そのエネルギー活用が期待されているにも拘わらず、下水汚泥の有効利用はセメント化等の建設資材利用が大半を占める状況にある。

下水汚泥は、その固形分の 60～80%が有機物であり、質・量ともに安定したエネルギー資源であるが、それを下水道におけるバイオマスリサイクル率でみると、**図-1.2** に示すように、下水汚泥中の有機物のうち、バイオガスや汚泥燃料としてエネルギー利用に資されているのはわずか 13.7%と非常に低い状況にある。

我々は昨今の社会的背景や要望に答えるべく、下水汚泥をバイオマス資源として位置づけ、下水道事業の健全な経営に結び付く下水汚泥のエネルギー利用に積極的に取り組んでいく必要がある。

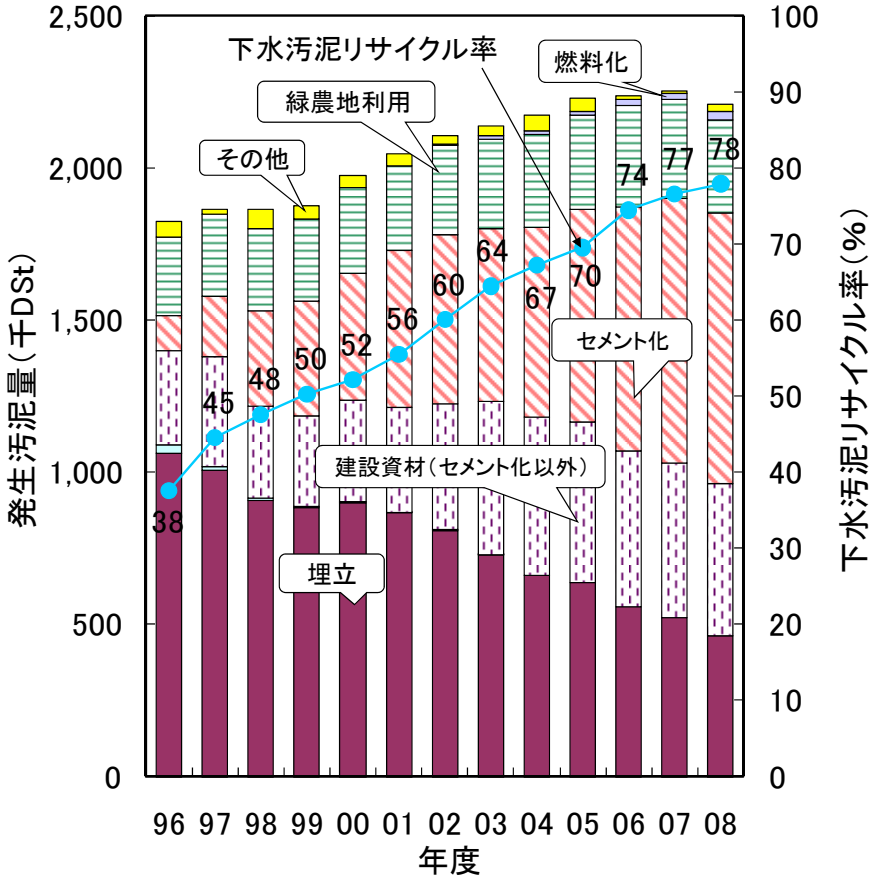


図-1.1　発生汚泥量及び処理・有効利用状況の推移

出典:国土交通省資料

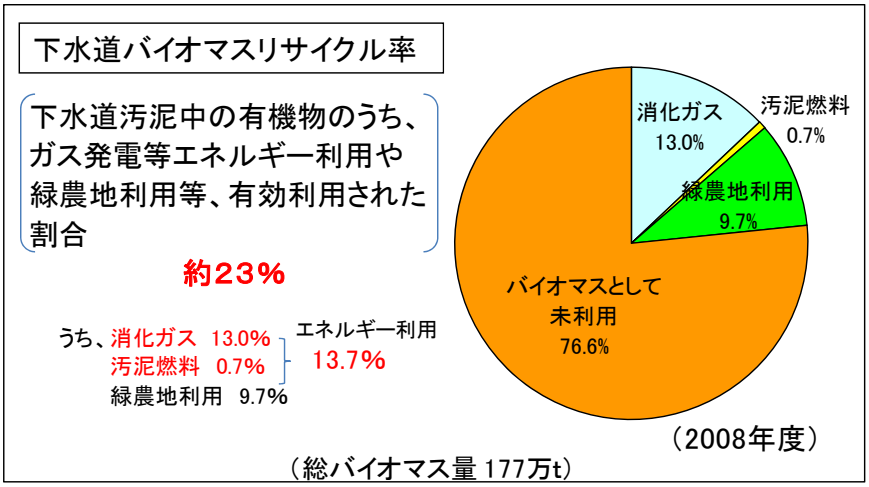


図-1.2　下水道バイオマスリサイクル率

出典:国土交通省資料

1-2. 目的

本ガイドラインは、地方公共団体や民間企業における下水汚泥のエネルギー利用事業を推進することを目的に、エネルギー化技術として下水汚泥の固形燃料化技術とバイオガス利用技術及びガス化技術を取り上げ、これらの導入を検討する際に必要となる知見・情報をとりまとめたものである。

【解　説】

本ガイドラインでは、地方公共団体及び民間企業における下水汚泥のエネルギー利用事業を推進することを目的に、エネルギー化技術として**表-1.1** に示すとおり固形燃料化技術の2技術、バイオガス利用技術の4技術、及びガス化技術の1技術、計7技術を取り上げ、技術の概要、導入事例、検討手順等について必要となる知見・情報を取りまとめたものである。

なお、これらの技術は、今後の技術開発動向を見ながら内容の改訂を行うこととしている。

また、本ガイドラインで対象とする技術について、従来の「下水道が有する資源・エネルギーとしての主な活用事例」における位置付けを**図-1.3** に示す。

表-1.1　検討対象とする主なエネルギー化技術

エネルギー化技術区分	検討対象技術
Ⅰ. 固形燃料化技術	① 汚泥炭化技術 ② 汚泥乾燥技術
Ⅱ. バイオガス利用技術	③ バイオガス発電 ④ 燃料電池 ⑤ バイオガス自動車燃料 ⑥ 都市ガス・燃料利用技術
Ⅲ. ガス化	⑦ ガス化炉
（その他関連技術）	（複合バイオマス受入技術） （消化促進技術）

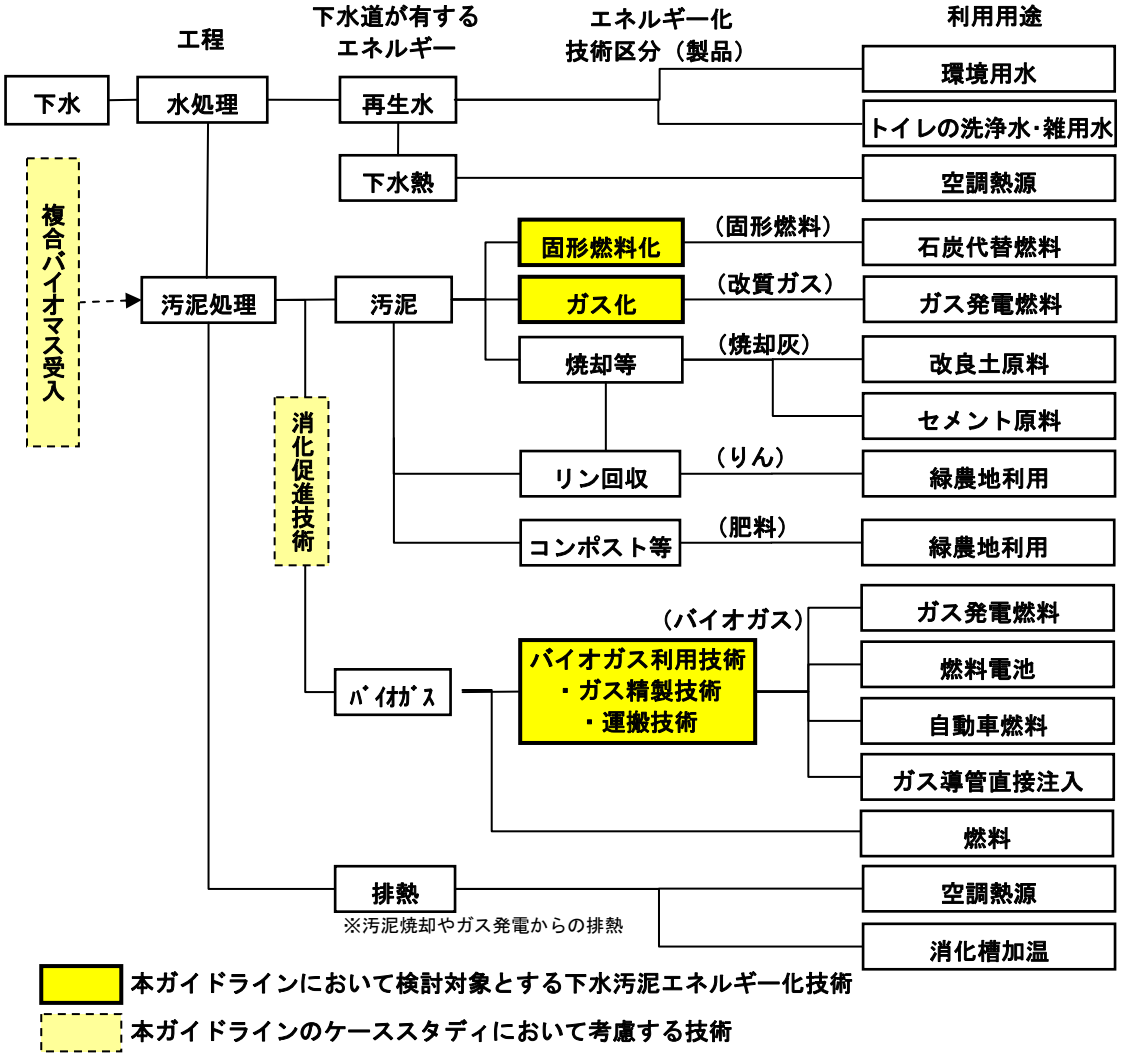


図-1.3　下水道が有する資源・エネルギーと主な活用事例

1-3. ガイドラインの構成

本ガイドラインは、下水汚泥エネルギー化技術の概要と意義、国内外での導入事例、導入検討、ケーススタディ及び参考資料から構成される。

【解　説】

本ガイドラインは、**図-1.4** に示す構成から成る。

各章の内容は、以下のとおりとする。

（1）第１章　ガイドラインの位置づけ

背景、目的、ガイドラインの構成、用語の定義について記述する。

（2）第２章　総論

下水汚泥エネルギー化技術導入による経済効果や温室効果ガス削減効果に示される意義と対象とする技術とその概要について整理する。

（3）第３章　エネルギー化技術の導入事例

国内及び海外での導入事例について、文献及びヒアリングにより調査し、我が国の技術レベルの現状について考察を加える。

（4）第４章　エネルギー化技術の導入検討

エネルギー化技術の導入検討フローを示し、基礎調査が必要となる内容、対象技術の検討内容として製品の流通先や用途、要求される品質、また、事業性の検討として契約方式や法制度等の適用、温室効果ガス削減効果の算定、事業の費用対効果の検討手法について整理する。

（5）第５章　ケーススタディ

第４章で示した手順や知見に基づいて、条件設定を行ない、ケーススタディを行う。

その他、参考資料として、エネルギー化技術の概要、エネルギー化技術の導入事例、下水汚泥エネルギー製品に対する受け入れ基準の例、事業方式や助成制度に関する資料、燃料製品の安全性に関する資料、及び温室効果ガス削減効果に関する資料を示した。

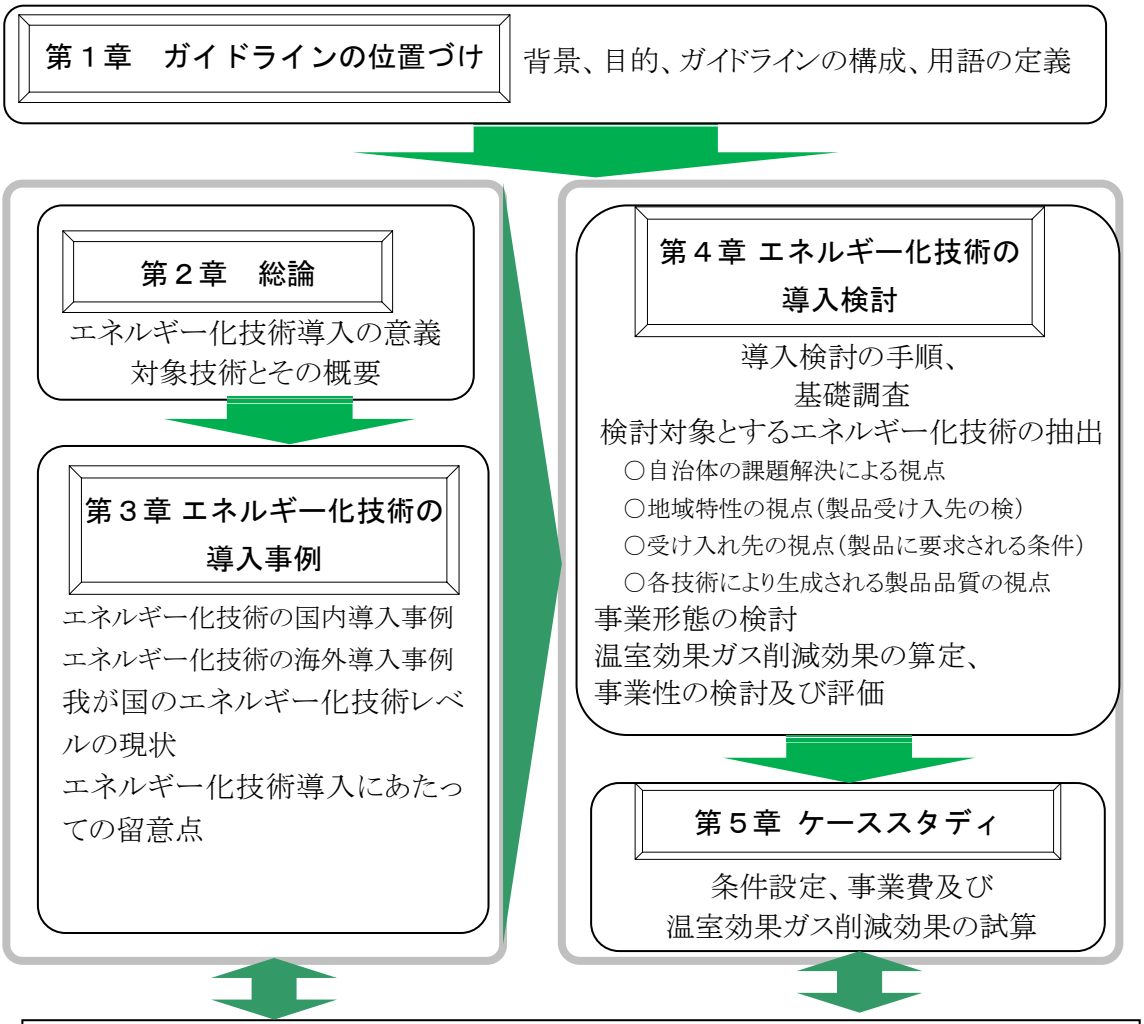


図-1.4　本ガイドライン（案）の構成

1-4. 用語の定義

本ガイドラインで取り扱う用語は、以下のとおりに定義する。なお、下水道施設の基本的な用語に関しては「下水道施設計画・設計指針と解説　2009 年度版」（社団法人日本下水道協会）、「下水道用度集 2000 年度」（社団法人日本下水道協会）に準拠する。

【あ行】

エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（エネルギー供給構造高度化法）：電気やガス、石油事業者といったエネルギー供給事業者に対して、太陽光、風力、バイオマス等の再生可能エネルギー源、原子力等の非化石エネルギー源の利用や化石エネルギー原料の有効な利用を促進するために必要な措置を講じる法律。

オフセット・クレジット(J-VER)：環境省による「カーボン・オフセットに用いられる VER(Verified Emission Reduction)の認証基準に関する検討会」の議論におけるオフセット・クレジット(J-VER)制度に基づいて発行される国内における自主的な温室効果ガス排出削減・吸収プロジェクトから生じた排出削減・吸収量を指す。（P66 参照）

【か行】

カーボンニュートラル：生物体由来のバイオマスを燃焼すると、化石燃料と同様にCO_2を発生するが、バイオマスは成長過程で光合成により大気中のCO_2を吸収しており、ライフサイクル全体でみると収支はゼロであると考えられる。このようにCO_2の増減に影響を与えないことをいう。

ガス精製：バイオガスの主成分は、メタンと二酸化炭素であり、バイオガスを有効利用する場合に、バイオガスの熱量価を一定以上に確保するため、二酸化炭素を除去し、メタン含有率を上げることをいう。

グリーン電力認証機構：グリーン電力に対する社会的認知度の向上や、グリーン電力価値の取引における信頼度の向上を目的とし、発電事業者・グリーン電力価値取引事業者（申請者）・グリーン電力価値購入者等とは独立した形（第三者）で設立された、グリーン電力価値の認証を行う機関。（P62 参照）

下水道温暖化防止計画：下水道における地球温暖化防止推進計画（下水道温暖化防止計画）は、下水道管理者が下水道における温室効果ガスの排出量を削減するための取り組みに関して策定する計画をいう。なお、その一部は地方公共団体実行計画の構成要素となるものである。

下水道バイオマスリサイクル率：＝（有効利用された有機物量）／（下水汚泥中に含まれる有機物量）
2009 年 3 月に閣議決定された「社会資本整備重点計画」において、下水道バイオマスリサイクル率が指標に設定され、下水汚泥のバイオマスとしての特性を生かした一層の利活用が求められることとなった。

混合消化：生ごみ、し尿、浄化槽汚泥等の有機性バイオマスを下水汚泥と混合して嫌気性消化すること。バイオガスをより効率的に発生させることが可能となる。（Anaerobic Co-digestion Process）

【さ行】

シロキサン　：　バイオガスには不純物として人工的な合成物質であるシロキサン(有機ケイ素又はシリコーンオイルともいう)が存在する。例えば、バイオガスをガスエンジンの燃料として利用する場合、このシロキサンが、ガスエンジンの燃焼室内にて酸化し、粉末又は結晶状態でシリカ(SiO_2)として燃焼室に残留する。シリカはエンジン摺動面へ研磨剤として作用し部品の早期劣化や、スパークプラグへ堆積し、燃焼を不安定にしたり、排ガス浄化触媒を閉そくさせ、浄化機能を早期低下させる等、問題を引き起こす場合がある。

セルスタック　：　燃料電池本体の発電を行う部品であり、セル(プラス電極とマイナス電極が電解質をはさんだもの)をいくつも積み重ねた(直列につないだ)もの。1 枚のセルの出力は限られているため、必要な出力が得られるよう、多くのセルを重ねて1つのパッケージにしている。

【た行】

地方公共団体実行計画　：　地球温暖化対策の推進に関する法律第 20 条の 3 に基づき地方公共団体が定める温室効果ガスの排出の量の削減並びに吸収作用の保全及び強化のための措置に関する計画をいう。

【は行】

バイオソリッド　：　下水汚泥又は下水汚泥を主体とするバイオマスであって、下水処理場において処理されるもの。

バイオマス　：　再生可能な生物由来の有機性資源であり、化石資源を除いたもの。バイオマス資源の分類としては、木質バイオマス、製紙計バイオマス、農業残渣、家畜ふん尿・汚泥、食品系バイオマス等がある。

複合バイオマス受入　：　下水処理場において処理場外で発生するバイオマスを受け入れて共同処理し、資源化利用する技術であり、処理場外で発生するバイオマスとしては、し尿、浄化槽汚泥のほか、生ごみや公園・道路・河川敷の剪定草木等が挙げられる。

【ら行】

瀝青炭　：　粘結性が高く、コークス、製鉄用燃料に使われる石炭で炭素含有量 83～90%ある。

【アルファベット】

CNG　：　Compressed Natural Gas の略(圧縮天然ガス)

HGI　：　石炭や固形燃料から微粉を製造する場合の粉砕性指標。Hardgrove Index の略。

J-VER　：　オフセット・クレジット参照(P66 参照)

NGV　：　Natural Gas Vehicle の略(天然ガス自動車)
燃料の貯蔵方式で分類すると、次の３つに分けられる。
圧縮天然ガス自動車(CNG 自動車)、液化天然ガス自動車(LNG 自動車)、吸着天然ガス自動車(ANG 自動車)

RPS 法　：　RPS(Renewable Portfolio Standard)法は、2003 年 4 月に施行された「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」のことであり、電気事業者に太陽光やバイオマス等の新エネルギー等から発電される電気を一定割合以上利用することを義務づけ、新エネルギー等の一層の普及を図るものである。

SPC (Special Purpose Company)　：　特別目的会社ともいい、特定の事業を遂行することのみを目的として設立する会社を指す。

TOE (Ton of Oil Equivalent)　：　石油換算千トン 103 TOE=1kTOE = 1010 kcal/tone = 1012×10×4.1868 J=41.868 TJ (Terajoules)
1TOE =41.868 GJ (Gigajoules)

VFM(Value For Money)　：　PFI で事業を行った場合、従来の公共事業と比べて何%のコストダウンができたかを示す割合のこと。両者の LCC で比較する。

第２章. 総論

2-1. エネルギー化技術導入の意義

下水汚泥中の固形物の約8割は有機物で占められており、バイオガスや炭化汚泥等によるエネルギーとしての活用が可能である。下水汚泥エネルギー化技術の導入には、主に以下に示す3つの意義がある。

① 下水汚泥のバイオマスとしての長期的かつ安定的な有効活用
② エネルギー価値を利用した技術による経営改善
③ 温室効果ガスの削減

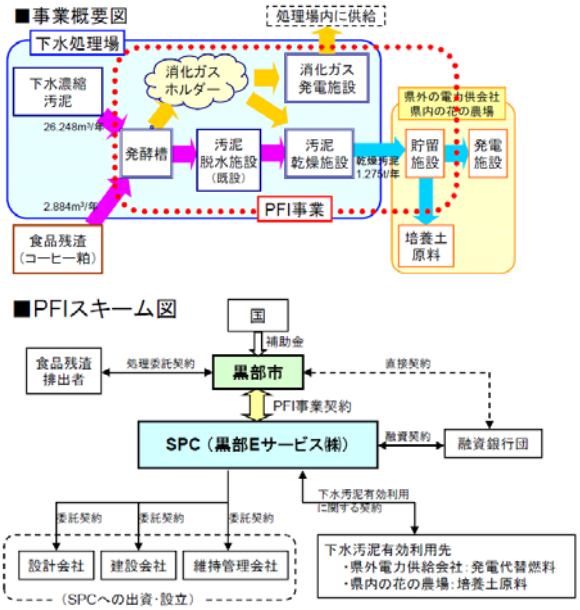
【解 説】

下水道の普及や高度処理の進展にともない、下水汚泥として回収される固形物量も増加の傾向にある。この固形物中の約8割以上が有機物で占められており、下水処理に多くのエネルギーを必要としている中で、これをエネルギー源として活用していく意義は大きい。また、利用に際しては、それが下水道事業の経営や地球温暖化対策に寄与するものでなければならない。

（１）下水汚泥のバイオマスとしての長期的かつ安定的な有効活用

前掲の**図-1.1**にみられるように、下水汚泥の有効利用（リサイクル）率は80%近くに達するまでに取り組みが進展してきたが、建設資材利用といったマテリアル利用が中心であり、バイオマスとしての特徴を生かした利用は少ないのが現状である。このため、下水道事業がエネルギーを大量に消費していることや、電力・ガス等のエネルギー産業の特徴を考慮し、継続的に発生する下水汚泥の資源的価値を再確認した上で、長期的かつ安定的な有効利用方法に取り組んでいく必要がある。また、下水汚泥は、エネルギー的資源と生物活性資材としての資源という面を持ち、前者は固形物の直接的な燃料化やガス化による利用が考えられ、後者は微生物を利用する・メタン発酵やコンポスト等による有効利用が考えられる。なお、後者については下水汚泥自らの資源化に資することはもとより、他の各種バイオマスの資源化に大きくプラスに作用する。「融合コンポスト」は、その良例であり、メタン発酵にも同様のことが期待できる。

例えば、黒部市は、地域産業と連携・一体となったエネルギー化利用に取り組んでいる。その概要を**図-2.1**に示す。これからは、このような地域固有の取り組みが大いに期待される。



事業箇所	富山県黒部市
事業方式	BTO 方式（サービス購入型）
契約期間	平成 21 年 4 月～平成 38 年 4 月
供用開始	平成 23 年 5 月予定
受注者（SPC）	黒部 E サービス（株）
事業概要	下水汚泥と食品残渣等を一体的に処理･資源化し、発電用化石燃料代替エネルギー等として有効利用するため、消化ガス発電施設及び汚泥資源化施設等を整備。
施設概要	○汚泥乾燥処理施設 ○発酵処理槽 830m³×2 槽＝1,660m³ ○消化ガスホルダ 乾式ガスホルダ、容量：600m³

図-2.1　エネルギー化技術導入事例（黒部市の例）

出典：国土交通省資料

（２）下水汚泥のエネルギー価値を利用した技術による経営改善

まずは、現在、処理や有効利用のために必要としている経費の範囲内で賄うことができるエネルギー利用方法を検討することが重要である。開発したエネルギーの社会的価値が高ければ経営改善にも繋がっていく。

2008 年度における下水汚泥発生量は、2,208 千 t-DS に対し、下水汚泥の発熱量を 19MJ/kg-DS とすると、エネルギー価値（ポテンシャル）としては、約 42×10^9 MJ/年となり、これは原油換算係数を 0.0258kL/GJ とすると、108 万 kL の原油量に相当する。下水道事業が新たに取り組む方向は**図-2.2** に示すことにあると思われる。

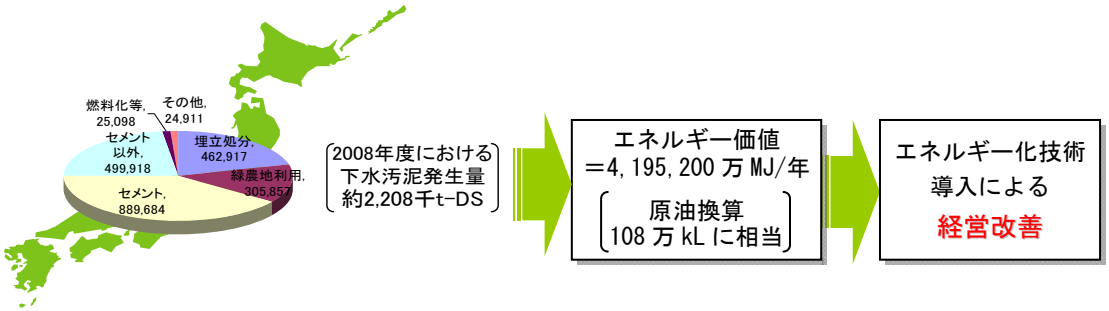


図-2.2　発生汚泥量及びエネルギー価値

出典：国土交通省資料を基に作成

（３）温室効果ガスの削減

下水道は処理過程において多くの温室効果ガスを排出している。これまでは、**図-2.3** に示すように、1990年から2008年の間に約51%増加しており、処理水量の伸び（同比約40%増加）を上回っている。特に、汚泥処理の電力使用に伴うCO_2排出量や汚泥焼却工程で発生するN_2O排出量の増加割合が大きく、それぞれ1990年比で約98%、68%となっている。また、2008年の排出量の内訳をみると、処理場の電力消費に伴うCO_2排出量が約53%と最も多く、次いで、汚泥焼却によるN_2O排出量が約21%を占めている。

このように、下水道からの温室効果ガスの発生状況を踏まえれば、すべての下水処理場において、より着実な温室効果ガス排出抑制対策を早急に取っていく必要がある。これにエネルギー化技術の導入が大きく寄与するものと思われる。

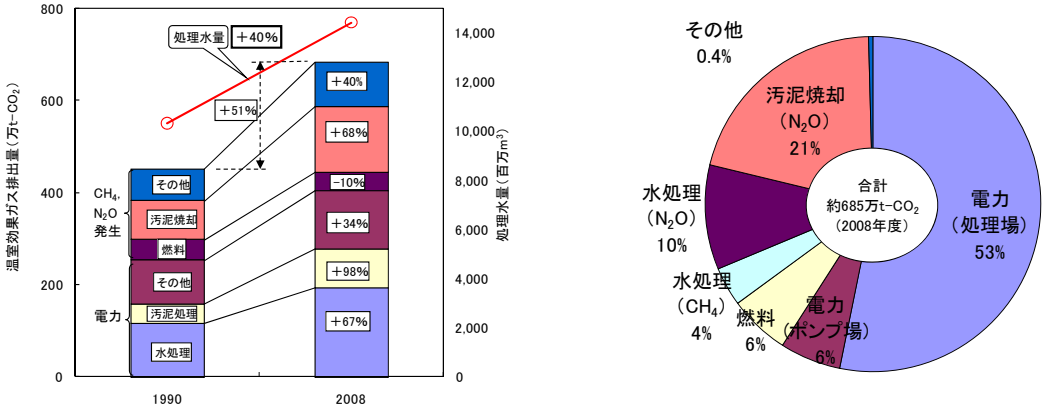


図-2.3　下水道からの温室効果ガス排出量の推移(左)と排出量の内訳(右)

出典：国土交通省資料

N_2O 発生対策については、高温焼却の導入のほか、エネルギー化技術の導入が有効である。例えば、通常焼却における脱水汚泥１ｔ当りの N_2O 排出量 1.51 kg-N_2O に対し、固形燃料化技術のひとつである低温炭化では 0.03 kg-N_2O、中温炭化では 0.13 kg-N_2O という報告[1)]もあり、温室効果ガス削減効果の有効性が実証されてきている。また、ガス化炉技術においても、高温で燃焼させて熱回収を行うために N_2O の発生が大幅に抑えられるシステムとなっており、従来の汚泥焼却と比べて N_2O の大幅な削減が見込まれる。また、固形燃料の化石燃料代替としての利用により、温室効果ガス排出量の削減も見込まれる。

また、最も古いエネルギー利用技術である嫌気性消化法の実績をみたのが**図-2.4** である。消化ガスは年間に 3 億 800 万 m^3 発生しており、発電に 19.5%、焼却炉の補助燃料として 13.9%が利用されており、現状の利用状況においても温室効果ガス削減に寄与している。しかし、発生量の 27.0%に相当する 8,300 万 m^3/年が余剰ガスとして焼却されている。これを全て発電に利用すると、発電量は約 16,980 万 kWh/年（発電効率 35%とした場合）、温室効果ガス排出削減量は約 9.5 万 t-CO_2/年となる（電気の排出係数を

0.561kg-CO_2/kWh とした場合)。さらに、発電時の排熱を消化槽の加温に用いるシステムに改良するならば、加温に利用していたガスを発電に利用することが可能となり、さらなる効果が期待できることになる。

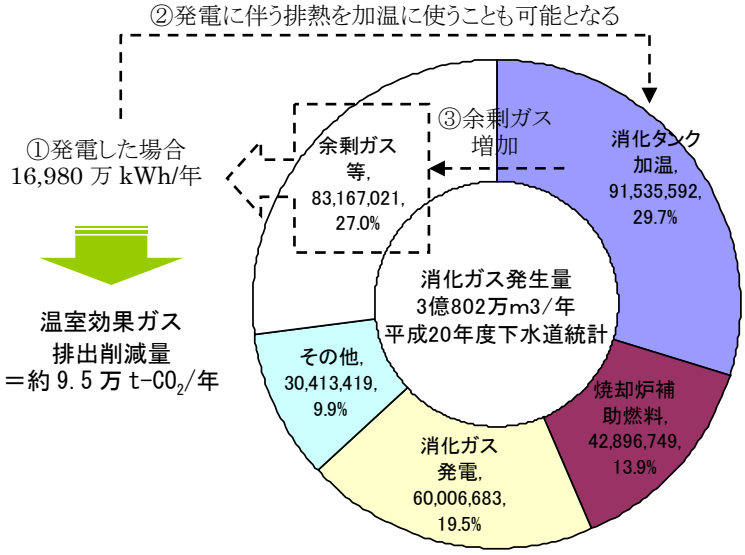


図-2.4　バイオガス（消化ガス）発生量と利用内訳

出典：「下水道統計（平成20年度版）」（社）日本下水道協会　を基に作成

1）石炭火力発電所におけるバイオマス資源活用取組み状況について，再生と利用 2011　Vol.35 No.130

2-2. 対象技術とその概要

本ガイドラインで検討対象とする下水汚泥エネルギー化技術は、次の 3 つの技術のうち、生成される製品の安全性や品質の確保等の観点から公的機関等による評価が行われているものを対象とする。

① 固形燃料化技術（炭化技術、乾燥技術）
② バイオガス利用技術（バイオガス発電、燃料電池、自動車燃料、ガス導管直接注入、都市ガス原料供給、ガス運搬技術）
③ ガス化技術

【解 説】

ここで検討対象とする下水汚泥エネルギー化技術は、下水汚泥から生成されるエネルギー資源として固形燃料化汚泥、バイオガス、熱分解ガスを対象とし、場外への搬出を伴い第三者が利用することを前提とするため、製品の安全性や品質の確保等の観点から公的機関等において評価されている以下の対象技術とする（**図-2.6** 参照）。

①固形燃料化技術

固形燃料化技術では、炭化技術として低温炭化、中温炭化、高温炭化を、汚泥乾燥技術として造粒乾燥、油温減圧乾燥、改質乾燥を対象とする。なお、燃料としての利用を前提とし、燃料製品の安全性等が公的機関等において評価されている技術のみを対象とした。

②バイオガス利用技術

嫌気性消化により発生したバイオガスを利用する技術として、バイオガスを燃料とした発電、燃料電池、バイオガスを精製し、自動車燃料として利用する技術、都市ガス原料として供給する技術、利用先まで運搬する技術、バイオガスを都市ガスレベルまで精製してガス導管に直接注入する技術を対象とする。

③ガス化技術

下水汚泥のガス化反応、改質反応により生成した可燃性ガスを汚泥の乾燥、ガス化に利用し、残りの可燃性ガスを発電に利用するガス化技術を対象とする。

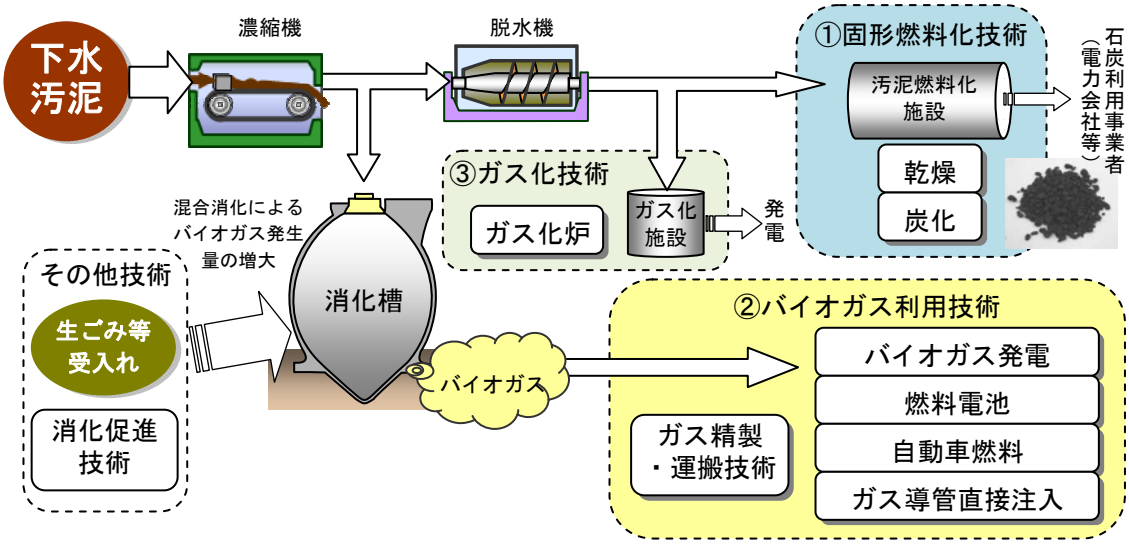


図-2.6　本ガイドラインで対象とするエネルギー化技術（①～③）

個々の技術の概要について以下に示す。また、各技術の詳細については**参考資料－１**に整理した。

（１）固形燃料化技術

下水汚泥を固形燃料として利用する技術としては、汚泥乾燥技術と汚泥炭化技術に大別される。各技術の概要を以下に示す。

１）汚泥炭化技術

本技術の原理は、無酸素状態で下水汚泥を加熱することにより、汚泥中に含まれる分解ガス（乾溜ガス：生成ガスやタール、水分等）を放出させ、汚泥を熱分解させて燃料化汚泥を製造する技術である。一般に炭化温度等によって分類され、製品発熱量や灰分等が異なる品質の炭化物が生成される。炭化温度により、低温炭化(例として250～350℃)、中温炭化（例として 400～600℃)、高温炭化（例として 700℃以上）と区分して呼ぶ場合があり、本ガイドラインにおいても、この区分に準じることとする。

一般的なシステム構成は、乾燥工程及び炭化工程に大別され、投入された脱水汚泥は乾燥工程で水分除去され乾燥汚泥となり、続く炭化工程において低酸素状態で熱分解され、乾留、炭化される。炭化製品の主な特徴を以下に示す。

・粒径が２～３ ㎜程度の粒状固形物で、ハンドリング性良好。
・乾燥汚泥と比較して、臭気が少ない。
・発熱量は乾燥汚泥の発熱量と比較して低い。
・空気中の酸素と反応し発熱する自己発熱特性を有する。

２）汚泥乾燥技術

汚泥乾燥技術は、造粒乾燥、油温減圧乾燥、改質乾燥を検討対象とする。

（造粒乾燥）

造粒乾燥方式は、汚泥の粘着性を利用し、乾燥粒子（核粒子）に汚泥を薄膜状に塗布し、転動造粒した汚泥を熱風で乾燥させる方法である。水分を蒸発させる操作のため、基本的に脱水汚泥中の有機物は分解されていない。

造粒乾燥システムは、二軸ミキサーで脱水汚泥と循環乾燥汚泥を混合・混錬することで造粒する「造粒プロセス」と、乾燥ドラム内で約 450℃の熱風により乾燥される「乾燥プロセス」で構成される。造粒乾燥汚泥は、分級機により分級され、所定の粒径だけを製品ペレットとして排出し､その他の造粒乾燥汚泥は循環乾燥汚泥として｢造粒プロセス」に戻される。

また乾燥ガスは熱交換器で加熱されて循環するが、蒸発水分が一定に維持されるよう、常にガスの一部がコンデンサに引き抜かれ、水分を凝縮した後、ガスは熱風発生炉に送られ燃焼脱臭される。本システムで得られる製品の主な特徴を以下に示す。

･外観は鼠色で､φ2～5㎜ 程度の均一な粒状であり､ハンドリング性に優れている。
- 含水率は６～10%程度と低いため、生汚泥に比べ臭気が少なく、吸湿しない条件で長時間貯留しても変質せず貯留性に優れている。
- 製品に含まれる有機成分は造粒乾燥ペレット中に濃縮されるため、低位発熱量を石炭の 2/3 程度有し、炭化製品に比べ保有熱量が高い傾向にある。

（油温減圧乾燥）

油温減圧乾燥は、脱水汚泥と廃食用油を混合し、減圧化で加熱することにより下水汚泥中の水分を高効率で急速に蒸発させる方法である。

油温減圧乾燥システムは、脱水汚泥と廃食用油を混合する予備加熱タンクと油温減圧式乾燥機、乾燥汚泥から油分を分離する油分離機で構成されている。乾燥過程で発生する蒸発水分は、ミストキャッチャーで捕捉され、乾燥機の加温に再利用される。本システムで得られる製品の主な特徴を以下に示す。

- 外観は黒色でペレット粒状。
- 含水率は３％以下で平均粒径は１㎜ 程度。
- 高温処理による殺菌性により、製品の安全性に優れている。
- 油分を約 30%含むため、石炭と同程度の低位発熱量（21MJ/kg-DS 程度）を有し、炭化製品や造粒乾燥製品に比べ保有熱量が高い傾向にある。
- 放熱性の悪い環境や酸素リッチな環境の元では、自己発熱特性を有する。

（改質乾燥）

改質乾燥は､下水汚泥を炭化と乾燥の中間的な条件下（例えば 200℃～230℃､1.6MPa～2.9MPa）で脱水性の高い状態に改質した後、乾燥させる技術である。

改質乾燥システムは主に改質・冷却装置、脱水・乾燥装置及び排水処理装置で構成されている。投入された脱水汚泥は、改質器で高温スチームによる水熱反応を受け液

状化し、同時に有機成分の一部が分解し、酸素が離脱して改質される。その後、汚泥脱水機で含水率 50%程度まで脱水され、乾燥機で含水率 10%以下の粒状の燃料製品となる。また、脱水機において発生するろ液を嫌気性処理槽（UASB 法）で処理してメタンガスを回収し、改質用ボイラの補助燃料として利用する。嫌気性処理後の処理液は、振動 NF 膜により処理される。なお、冷却器から得られる熱エネルギーは、循環する熱媒油により回収され、乾燥工程の熱源として利用される。本システムで得られる製品の主な特徴を以下に示す。

・含水率は５～10%で３㎜以下の粒体。かさ比重 0.8g/cm^3 程度で石炭に近い。
・発熱量は脱水汚泥と比較して同等以上の値となる（一般的な石炭に比べ 70%程度）。
・製品の安全性については、ほかの炭化燃料製品や乾燥燃料製品と同程度で、粉塵爆発性も良好。

（２）バイオガス利用技術

本ガイドラインでは、消化槽から発生したバイオガスを利用する技術として、バイオガス発電、燃料電池、バイオガス自動車燃料、ガス導管直接注入、都市ガス原料供給、ガス運搬技術を扱う。各技術の概要を以下に示す。また、バイオガスを利用するにあたって、その前段でバイオガスを生成することが必要となることから嫌気性消化技術についても、概要を以下に示す。

１）バイオガス回収技術

下水汚泥からのエネルギー回収技術のうち、現在、最も多く利用されている技術が嫌気性消化である。嫌気性消化は、嫌気的状態に保たれた汚泥消化槽内で有機物を嫌気性微生物の働きで低分子化、液化及びガス化する処理法である。汚泥を消化槽で消化温度に応じて適当な消化日数をとると、投入汚泥中の有機物は液化及びガス化により 40～60%減少する。この結果、汚泥量の減少と質の安定化、また、衛生面の安全性が図れる。嫌気性消化の副産物として生成するメタンを主成分としたバイオガスは、脱硫後、汚泥消化槽の加温や焼却炉の補助燃料として利用されるほか、発電等への利用も実施されている。

消化槽を設置することによる主なメリットを以下に示す。

① 汚泥中の有機物をメタンとしてエネルギー回収できる。
② 有機分の分解により汚泥回収固形物量が減り、後段の汚泥設備容量を小さくできる。
③ 衛生面の安全性が図れ、ケーキ状での最終処分が可能である。
④ 汚泥の質が安定し、後段の汚泥処理設備に与える性状変動が小さくなる。
⑤ 大容量を有する消化槽は、バッファー機能として活用できる。

また、消化槽導入を制限している要因としては、以下があげられる。

① 消化槽の設備費、維持管理費が必要である。
② 消化槽、ガスホルダ等の用地を要する。
③ 返流水により水質が悪化する。

④ 消化槽で有機物が分解されることから、焼却炉で必要な熱量が不足して燃料が削減できない可能性がある。

本ガイドラインでは、バイオガスを利用する技術を対象とするが、バイオガスの発生量を増大させる技術として、複合バイオマス受け入れによる混合消化や消化促進技術についても参考情報として整理する。

２）ガス発電技術

ガスエンジンは、燃料ガスと空気を混合してシリンダ内に供給、圧縮し、電気火花で点火、燃焼させ、その燃焼に伴い生じる膨張力によるピストンの往復運動をクランク軸の回転運動に変換し、動力を取り出す内燃機関であり、バイオガス用の発電システムとしては最も一般的な方式となっている。本方式は発電設備を駆動して電力供給をすると同時に、排ガスや冷却水から排熱を蒸気や温水の形態で回収する。ガスエンジンは概ね100～1,000kW の容量があり、最近では、100kW 以下の小容量の発電設備で高い発電効率を達成しているものもある。バイオガスを燃料とするガス発電設備では、バイオガス中の硫化水素によるガスエンジンの腐食の問題、微量不純物成分（シロキサン）が、エンジン内で燃焼してシリカになり、エンジン部品の損傷を受けることが予想されるため、前処理装置で硫化水素及びシロキサンを除去する必要がある。一般に、ガスエンジンの発電効率は 25～35%、排熱効率は 40～55%に達し、総合効率としては約 80%である。

マイクロガスタービンは、基本的には大型のガスタービンと同じ原理に基づいているが、再生サイクル技術の採用により、100kW 以下の小容量でも比較的高い発電効率を達成している。マイクロガスタービンもガスエンジンと同様、燃焼を伴う発電方式のため、バイオガス中のシロキサンの燃焼で生成されるシリカによって、エンジン部品の損傷を受けることが予想されるため除去する必要がある。マイクロガスタービンの発電効率は10 数%であるが、タービンからの排熱を利用する再生サイクル技術により、同クラスのガスエンジン、ディーゼルエンジンと同等の 30%前後の発電効率まで上昇する。また、エンジン式と比較すると、排熱の量や排熱温度が高いといった特徴があり、排熱回収することで 80～90%の高い総合効率を得ることができる。

３）燃料電池技術

燃料電池は化学反応によって電気を発生させる電池の一種であり、水の電気分解とは逆の原理で、バイオガスから分離した水素と空気中の酸素の化学反応から生じる電子を直流電流として取り出すものである。

燃料電池の本体はセルスタックといい、セルが積み重なっている。セルには、燃料極と空気極があり、反応に必要な水素が燃料極を通り、酸素が空気極を通る構造となっている。水素は電極中の触媒の働きで電子を切り離して水素イオンになり、電解質はイオンしか通さないという性質があるため、切り離された電子は外に出ていく。電解質の中を移動した水素イオンは、反対側の電極に送られた酸素と外部から電線（外部回路）を

通じて戻ってきた電子と反応して水になる。この、「反応に関与する電子が外部回路を通ること」が、電流が流れるということであり、電気が発生するということである。

なお、バイオガス中に含まれる硫黄化合物、シロキサン、アンモニア等の不純物は、改質装置の効率・寿命を低下させるため、前処理施設にて除去する必要がある。

主な設備構成は、前処理装置、改質器、変性器、燃料電池本体、インバーター、排熱回収装置である。前処理装置で不純物除去を行い、精製したガスから改質器で水素を取り出し、燃料電池で水素と酸素とを化学反応させて直流電気を取り出し、インバーターで交流の電気に変える。改質器や燃料電池からの排熱は、熱回収装置で回収される。

燃料電池の一般的な特徴は、以下のとおりである。

① 電気化学反応による発電方式であるため、変換ロスが少なく効率が高い。

② 回転部分がないので、低騒音、低振動である。

③ 大気汚染物質（窒素酸化物、硫黄酸化物）の発生が少ない。

４）自動車燃料利用技術

天然ガス自動車は、基本的な構造は従来の車と同様で、燃料系統だけが異なり、石油代替エネルギーである天然ガスを燃料とし、CO_2 排出量がガソリン車より２～３割少ない低公害車である。

バイオガスはその成分の約６割がメタン、４割が二酸化炭素であり、燃料としての熱量は低いことに加え、微量な不純物として硫化水素、シロキサンを含み、機器を損傷・劣化させる原因となる。バイオガスを天然ガス自動車の燃料として利用するためには、バイオガス中の不純物を除去し、メタン濃度を高め、都市ガス並みの品質に精製する必要がある。

バイオガスの精製方法としては、気液接触法、PSA 法（Pressure Swing Adosorption：圧力変動吸着）、膜分離法等がある。気液接触法は、常圧あるいは高圧でガスと水を接触させ、ガス中の二酸化炭素等の不純物を水中に溶解させてメタン濃度を高める。PSA 法は、吸着剤を用いて高圧下で不純物を吸着除去し、常圧あるいは減圧下で不純物を吸着剤から脱着し再生することにより、高純度に精製する。膜分離法は、分圧による膜への浸透速度の違いを利用してガスを分離する。

自動車燃料利用の導入事例では、精製方法は高圧水吸収法が採用されており、バイオガスを昇圧させて下水処理水と接触させ、メタン濃度を約 97%まで高めることができる。精製ガスの品質は、都市ガス並みであり、天然ガス自動車の燃料として利用可能である。精製したバイオガスは、付臭後、ガスホルダに貯留され、ガス充填設備で天然ガス自動車へ供給される。

事業実施に当っては天然ガス自動車のユーザーをいかに確保するかが重要であるため、交通量の多い幹線道路沿いや運送会社・バス会社等のターミナル近くに位置する処理場であることが望ましいと考えられる。

５）ガス導管直接注入技術

バイオガスを都市ガス 13A レベルと同等の品質に精製、調整し、ガス導管に送りこむ。送り込まれたガスは、都市ガスとして需要家に供給される。

ガス導管直接注入の導入事例では、（４）の自動車燃料と同様にメタン濃度 97%まで精製したガスを都市ガス化設備で、微量成分除去（酸素、二酸化炭素等の微量成分を除去し、購入ガス会社が定める基準値以下まで低減させる）、熱量調整（ガス会社が供給する都市ガス 13A の発熱量は 45MJ/Nm^3 であり、熱量を合わせるためにプロパンガスを添加する）、付臭（ガス漏れ検知用に付臭剤を添加する）を行う。

事業実施に当っては都市ガス導管へのアクセスしやすさに加え、バイオガス発生量変動や品質等に関する十分な配慮が必要となる。直接ガス導管に注入することで、都市ガス製造所との距離には制約を受けない。また、直接導管に注入することで、都市ガス工場との距離に制約を受けない。

６）都市ガス供給、都市ガス原料供給技術

バイオガスはその成分の約６割がメタン、４割が二酸化炭素であり、燃料としての熱量は低いことに加え、微量な不純物として硫化水素、シロキサンを含み、機器を損傷・劣化させる原因となる。都市ガス及び都市ガス原料として供給するためには、供給するガスの品質についてガス事業者と協議して決める必要があり、供給先の条件に合わせてバイオガスを精製する必要がある。バイオガスの精製方法は、(4) にあげた気液接触法、PSA 法（Pressure Swing Adosorption：圧力変動吸着）、膜分離法等がある。

都市ガス供給の導入事例では、気液接触法により、二酸化炭素を水に吸収させて、メタン濃度を約 92%まで高める。さらに、圧縮機でガス供給先であるガス事業者のガスホルダへ送るために圧力を高め、除湿機にて除湿を行った後、ガス事業者の都市ガス 13A の熱量まで増熱するためプロパンガスを添加し、都市ガス工場へ供給する。

都市ガス原料供給の導入事例では、充填材が充填された精製塔に処理水を散布し、バイオガス中の二酸化炭素を水に溶解させ、メタン濃度が約 92%と都市ガスに近い成分まで精製し、圧送機で圧力を高め、除湿機で除湿し、都市ガス原料としてガス事業者へ供給している。ガス事業者側の設備として、導管、圧力調整機、緊急遮断弁、熱量調整設備が付加されている。

事業実施に当っては都市ガス工場までの導管敷設コストがかかるため、都市ガス工場に対してアクセスしやすいことが必要となる。また、供給するガスの品質、圧力、量、価格等について、ガス事業者と調整を行い、供給条件に合わせた精製設備や供給先に送るための設備（圧縮機、ガス導管）が必要となる。

７）ガス運搬技術

バイオガスを精製し、搬送用容器に高圧充填し、トレーラーでバイオガス利用先へ輸送する技術である。これにより、都市ガス配管が接続していない地域（プロパンガス利

用世帯等）にも、バイオガスを供給することが可能となる。

本技術の設備は、バイオガスをトレーラー入り側の管理基準になるよう精製するための精製装置（PSA）、ガスホルダ、高圧充填（20MPa）するための圧縮機、カーボン（CFRP）容器を搭載した軽量トレーラーにより構成される。従来、鋼製容器が用いられてきたが、約 1/3 軽量化したカーボン性の搬送用容器の開発により大幅な輸送コストの低減が見込まれている。

（３）ガス化技術

ガス化は下水汚泥のガス化反応、改質反応により発生した可燃性ガスを汚泥の乾燥と発電に用いることで、従来の汚泥焼却に比べて、特に二酸化炭素の 310 倍の温室効果を有する N_2O の大幅な削減を図ることができる技術である。

本システムでは、脱水汚泥を含水率 20%程度まで乾燥させ、乾燥させた汚泥をガス化炉にて、高温かつ低酸素状態（蒸焼き）で下水汚泥の可燃分を熱分解し、水素や一酸化炭素、メタン等の熱分解ガスを発生させる。その後、改質炉で、高温状態で酸素と蒸気を加えることで、熱分解ガス中の高分子ガス及びタール等を低分子化し、水素や一酸化炭素を主体とする良質な可燃性ガス（改質ガス）に改質する。改質ガスは、窒素、硫黄分等の不純物を取り除き、発電設備の燃料とする。また、熱分解ガスの一部は、熱回収炉で約 900℃で燃焼させ、乾燥機及びガス化炉の熱源として利用する。なお、熱分解残渣として灰が発生するが、残渣発生量は従来の焼却炉と同程度である。

第３章　エネルギー化技術の導入事例

3-1. エネルギー化技術の国内導入事例

下水汚泥を原材料としたエネルギー化技術について、我が国の導入事例を紹介する。

【解　説】

固形燃料化事業のうち、炭化技術については、東京都の東部スラッジプラントにおいて下水汚泥を炭化して固形燃料を生産し、福島県いわき市の石炭火力発電所へ運び、燃料として石炭と混焼している事例がある。また、新潟県胎内市ではLOTUS技術である活性炭化技術を導入している。ほかに愛知県、広島市、大阪市等において炭化技術の導入が予定されている。

汚泥乾燥技術については、福岡県では油温減圧乾燥技術が導入されており、燃料化製品は長崎県の松浦火力発電所において石炭との混焼が行われている。また、宮城県及び新庄市においては造粒乾燥技術が採用され、燃料化製品は近隣の製紙工場において石炭と混焼されている。北九州市においても造粒乾燥技術が導入されているが、これは市内のごみ焼却工場での一般ごみとの混焼のために利用されている。

バイオガス利用技術については、全国約2,000箇所の下水処理場のうち、現在約300箇所が消化槽を設置しており、バイオガスを汚泥の焼却や消化槽の加温に使うケースが大部分であるが、全国29箇所においてバイオガス発電が行われている。

東京都の森ヶ崎水再生センターでは、近年、出力3,200kWのガスエンジン発電機を導入し、PFI 事業によりガス発電を行っており、バイオマス発電による「環境価値」を、第三者認証を経て証書化している。燃料電池による発電は山形市及び熊本県にて採用されている。また、最近では小型発電機を複数台導入している事例もあり、佐賀市では25kW×16台の発電設備が導入され、2011年3月から運用が開始されている。

処理場の外へバイオガスを供給するケースとしては、長岡市及び金沢市においてバイオガスを精製してメタンガス濃度を約９割にまで高め、隣接する都市ガス工場に供給している事例がある。また、神戸市及び上田市における天然ガス自動車のバスの燃料として利用している事例、神戸市における既設ガス管網への直接注入の事例がある。

ガス化技術に関しては東京都の清瀬水再生センターにおいて2010年度より事業を開始している。

固形燃料化技術、バイオガス利用技術及びガス化技術の国内における導入事例を次に示す。導入事例は、2011 年 3 月現在、供用開始されている施設及び事業の実施方針が公表されている施設とする。また、エネルギー化技術を導入済みで稼動中の箇所を**図-3.1** に示した。

なお、それぞれの詳細については**参考資料－２**に整理した。

【固形燃料技術】（**表-3.1** 及び**表-3.2** 参照）

汚泥炭化技術・・・・・・・・・・東京都、胎内市、(愛知県)、(広島市)、(大阪市)、(前橋市)、(熊本市)

汚泥乾燥技術・・・・・・・・・福岡県、宮城県、新庄市

※上記以外に、(横浜市）において下水汚泥燃料化事業の実施方針が公表されている。

※（　）は、事業の実施方針が公表されている自治体

【バイオガス利用技術】（**表-3.3** 参照）

バイオガス発電・・・・・・・・沖縄県、東京都、横浜市、他 26 箇所

燃料電池・・・・・・・・・・・山形市、熊本県

自動車燃料・・・・・・・・・・神戸市、上田市

都市ガス・都市ガス原料利用・・長岡市、金沢市、神戸市

【ガス化技術】（**表-3.4** 参照）

ガス化炉・・・・・・・・・・・東京都

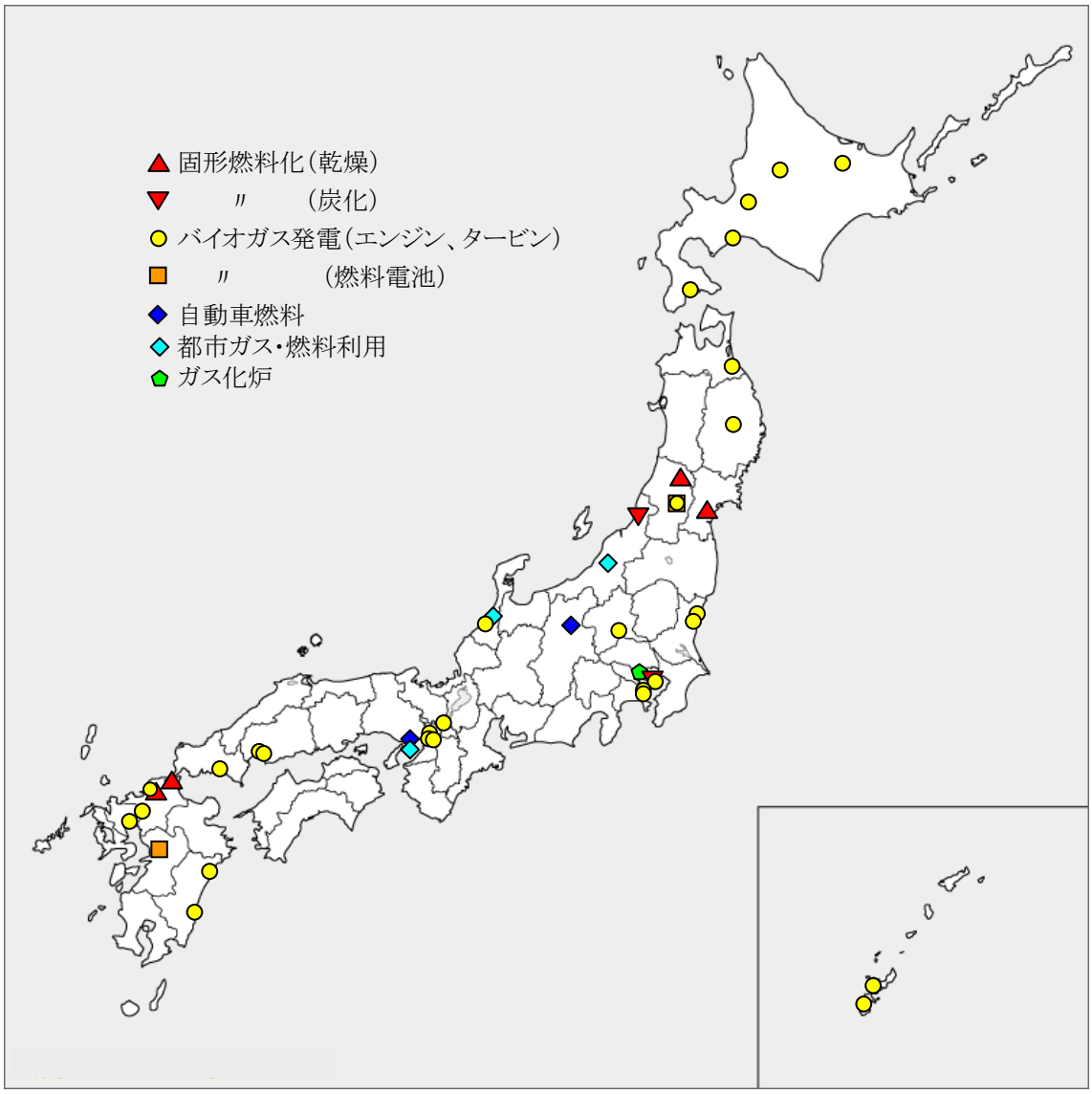


図-3.1　エネルギー化技術導入箇所（2011 年度末現在稼動中の箇所）

導入済みのエネルギー化技術の概要について、汚泥炭化技術を**表-3.1** に、汚泥乾燥技術を**表-3.2** に、バイオガス利用技術を**表-3.3** に、ガス化技術を**表-3.4** に示す。

また、下水汚泥のエネルギー化に関する技術として、上記のほかに生ごみ等のバイオマス受け入れ技術による混合消化や消化促進技術等があり、参考として**表 3-5** 及び**表 3-6** に示す。

なお、それぞれの詳細については**参考資料－２**に整理した。

表-3.1　汚泥炭化技術の導入事例と概要

項目	中温炭化		低温炭化		高温炭化
導入実績 又は 評価機関	東京都: 100t/日 ×3 系列	下水道新技術 推進機構	日本下水道 事業団	広島市:50t/日 ×2 系列	【LOTUS】 胎内市:7.2t/日
炭化 温度※1	500℃	400～600℃	350～400℃	250～350℃	800～950℃
乾燥機 形式	攪拌翼付 熱風式	間接加熱方式 （水蒸気）	A:攪拌翼付 直接熱風式 B:気流乾燥方式	攪拌翼付 直接熱風式	気流乾燥方式
造粒 方式	－	－	－	押出成型式 （炭化前造粒）	—
脱臭 方式	燃焼脱臭	燃焼脱臭	燃焼脱臭 又は 非燃焼脱臭 （触媒、湿式）	燃焼脱臭	燃焼脱臭
排ガス 処理※2	排煙処理塔＋ 湿式電気集塵 装置	再燃焼炉＋集 塵装置＋排煙 処理装置	集塵装置	再燃炉 ＋排煙処理塔	集塵装置

※1　炭化温度についてはプラントメーカーにより温度の測定位置等が異なるため、目安として示した。
※2　排ガス処理の装置については排出先の規制等により必要施設が異なるため、参考として示した。

表-3.2　汚泥乾燥技術の導入事例と概要

項目	造粒乾燥		油温減圧乾燥	改質乾燥
導入実績 又は評価機関	バイオソリッドエナジー㈱（新庄市） ：30t/日	【LOTUS】 宮城県：50t/日	福岡県：30t/日	下水道新技術 推進機構
乾燥機 形式	乾燥ドラム方式 造粒乾燥機	多段円盤式 乾燥造粒機	油温減圧式 汚泥乾燥機	ディスク羽根式 連続乾燥機
造粒方式	二軸ミキサー式 造粒機	一軸ショベル ミキサー式	－	－
脱臭方式	燃焼脱臭	燃焼脱臭	直接燃焼脱臭	畜熱脱臭
排ガス 処理※	集塵機	スクラバ	－	集塵機

※排ガス処理の装置については排出先の規制等により必要施設が異なるため、参考として示した。

表-3.3　バイオガス利用技術の導入事例と概要

技術分類	バイオガス発電		バイオガス自動車燃料	都市ガス・燃料利用技術			
	内燃機関	燃料電池		ガス導管直接注入	都市ガス供給	都市ガス原料供給	ガス運搬
導入実績※	東京都 横浜市ほか 27 施設	山形市 熊本県	神戸市 上田市	神戸市	金沢市	長岡市	（山鹿市における供給の実証実験）
除去が必要な成分	シロキサン 硫化水素	シロキサン 硫化水素 酸素、窒素	シロキサン 硫化水素	硫化水素 酸素、窒素 二酸化炭素	シロキサン 硫化水素 アンモニア 二酸化炭素	硫化水素 二酸化炭素	シロキサン 硫化水素 酸素、窒素 二酸化炭素
要求品質（事例）	発熱量： 19.7MJ/Nm³ （変動幅±5%以下） 硫化水素： 10ppm 以下 シロキサン： 25mg/Nm³ 以下	酸素：0.2% 窒素：0.8% メタン： 55%以上	メタン： 97%以上 シロキサン：1mg/Nm³ 以下 硫化水素： 0.1ppm 以下 酸素： 4%以下 臭気濃度 2,000 以上 （安全対策）	発熱量： 45MJ/Nm³ 硫化水素： 1mg/Nm³ 以下 酸素： 0.01Vol%以下 窒素： 1.0Vol%以下 二酸化炭素： 0.5Vol%以下	発熱量： 46±1 MJ/Nm³ 二酸化炭素:3.6%以下 全硫黄含有量： 0.01g/Nm³ 未満 硫化水素： 検出されないこと アンモニア:検出されないこと	発熱量： 35.58MJ/Nm³ 以上 硫化水素： 2ppm 以下 二酸化炭素： 4.0vol%以下	ﾒﾀﾝ： 85%以上 二酸化炭素：15%以下 酸素： 1%以下 硫化水素： 10ppm 以下 窒素： 1%以下 一酸化炭素：1ppm 以下 露点： -60℃以下 (ﾊﾞｲｵｶﾞｽﾄﾚｰﾗｰ入口の管理基準)
主な必要設備	シロキサン除去装置 脱硫装置 ガスエンジン	シロキサン除去装置 脱硫装置 燃料電池	高度精製設備（シロキサン除去装置、脱硫装置、ガス精製設備） CNG ステーション	高度精製設備（シロキサン除去装置、脱硫装置、ガス精製設備） 熱量調整設備 酸素除去設備 ガス管敷設	シロキサン除去装置 脱硫装置 ガス精製設備 熱量調整設備	脱硫装置 精製設備 圧送設備	シロキサン除去装置 ガス精製設備 ガスホルダ 圧縮機 バイオガストレーラー（バイオガスを高圧充填した容器を搭載するトレーラー）

表-3.4　ガス化技術の概要

技術分類	ガス化炉
導入実績※	東京都：100ｔ/日
用途	熱分解ガス
要求品質（事例）	温室効果ガス　3,500t-CO_2/年以下 汚泥由来発電 100kW　以上
主な必要設備	乾燥機、ガス化炉、熱回収炉、改質炉、脱硫塔、発電機

【参考情報】

消化促進技術及び嫌気性消化技術について**表-3.5** 及び**表-3.6** に整理する。

表-3.5　バイオマス受入、消化促進技術の概要

技術分類	バイオマス受入	消化促進技術			
		オゾン	超音波処理	水熱反応	
導入事例（又は実証実験箇所）	珠洲市 <北広島市> <黒部市> <恵庭市>	【LOTUS】 新潟県十日町下水処理センターにおける実証試験	【LOTUS】 横浜市南部汚泥処理センターにおける実証試験	長崎市における実証試験（三菱長崎機工と下水道新技術推進機構との共同研究中）	新潟県長岡浄化センターにおける実証実験
技術概要	生ごみ，し尿等のバイオマスを受入れ、混合消化により得られるエネルギーを有効活用	オゾンの強力な酸化力により余剰汚泥微生物の細胞壁を破壊し、汚泥中の不活性有機分を生物分解可能な形態に改質	超音波が引き起こすキャビテーション（空洞現象）による反応によって、有機物が分解し可溶化	高温高圧水の状態で、有機物を低分子化し可溶化	高温高圧状態からの圧力変動による可溶化
主な必要設備	受入・前処理設備	オゾン発生器、オゾン反応槽、気液分離槽、廃オゾン分解器、脱臭器	超音波処理装置	水熱反応槽、予熱器	汚泥貯留槽、可溶化槽、可溶化汚泥減圧貯留槽

※導入実績の< >は計画又は建設中

表-3.6　下水汚泥の嫌気性消化技術の概要

	技術概要	処理対象	必要な設備（消化槽以外）	導入実績(国内)
完全混合法	嫌気性消化槽に攪拌装置を設置したもの。下水汚泥の嫌気性消化装置の中で最も一般的	汚泥	攪拌設備	多くの下水処理場において導入実績あり
乾式嫌気性消化	消化汚泥は塊のまま排出されるため、直接的な焼却あるいは堆肥化が可能	汚泥	乾式嫌気性消化槽	固形廃棄物を対象に実績あり
二相プロセス	生成相とメタン生成相の微生物反応を最適化するために、各々に専用槽を設置	汚泥	酸発酵槽、可溶化槽等	(主な導入事例) ・熊本市南部浄化センターにおける実証試験(LOTUS)
嫌気性固定床	固定床担体。消化槽内に充填された担体中に微生物を保持することにより、嫌気性消化を高効率化	汚泥	担体	(実証実験) ・熊本県八代北部浄化センター

3-2. エネルギー化技術の海外導入事例

海外においても下水汚泥の発生状況や土地利用、産業、法制度等の国情に応じて導入されている。これらの海外事例についても、固形燃料化やバイオガス化等のエネルギー化技術の導入を検討する際に参考になると考えられる。

【解　説】

下水汚泥を原材料としたエネルギー化技術として、固形燃料化技術とバイオガス利用技術について、主な事例を示す。

固形燃料化技術のうち、造粒乾燥技術についてはヨーロッパ諸国での取り組み事例が見受けられるものの、炭化に関する取り組みは世界的に未だ少ない状況にある。

一方、バイオガス利用技術については取り組み実績が多数あり、特にヨーロッパでの取り組みが盛んであるといえる。

なお、それぞれの詳細については**参考資料－３**に整理した。また、参考としてバイオマス燃料を取り巻く海外の法律や制度の動向、及びバイオガスに関する基準についても同資料に整理した。

（１）固形燃料化技術導入事例

[ベルギー]

事例 1-1　：　Antwerp 下水処理場（造粒乾燥）

[ドイツ]

事例 1-2　：　Braunlingen 下水処理場（造粒乾燥）

[オランダ]

事例 1-3　：　Garmerwolde 下水処理場（造粒乾燥）

[韓国]

事例 1-4　：　金海(キメ)市下水汚泥資源化施設、ほか３箇所(炭化)

（２）バイオガス化事例

[アメリカ]

事例 2-1　：　Hyperion 下水処理場

事例 2-2　：　KingCountrySouth 下水処理場

[北欧（スェーデン、ノルウェー、フィンランド）]

事例 2-3　：　Bromma 下水処理場

事例 2-4　：　Henriksdal 下水処理場

事例 2-5　：　Kungsängen 下水処理場

事例 2-6　：　Varberg 排水処理場

事例 2-7　：　Svedjan 下水汚泥処理場
事例 2-8　：　Folkoping バイオガスプラント
事例 2-9　：　Orebro 下水汚泥処理場
事例 2-10　：　Bekkelaget 下水汚泥処理場

[ドイツ]

事例 2-11　：　Bottrop 下水処理場

[フランス]

事例 2-12　：　Marquette 有機物リサイクルセンター（下水処理場）

[イタリア]

事例 2-13　：　Voghera 下水処理場

[韓国]

事例 2-14　：　釜山市下水処理場　バイオガス発電
事例 2-15　：　釜山市下水処理場　生ごみ処理

3-3. 我が国のエネルギー化技術レベルの現状

我が国では、下水汚泥のエネルギー化技術に関する低コスト・省エネルギーに向けた技術開発が産学官において積極的に行われている。また、エネルギー化技術は世界的レベルで国内外問わず開発されており、今後も世界の技術開発動向を把握するとともに、エネルギー化技術の国際標準化に関する動きについても注視していく必要がある。

【解　説】

（１）固形燃料化技術

固形燃料化技術のうち、炭化技術に関する取り組みは世界的に少なく、日本における事例が主である。また、日本で開発された炭化炉が韓国で導入された例も数件見られ、日本における技術開発が先行している。乾燥技術については欧州において造粒乾燥の導入事例があり、この技術を持つ欧州のプラントメーカーと日本のプラントメーカーの技術提携により、日本に導入されている。今後も低コスト・省エネルギーに向けた技術開発や維持管理ノウハウの蓄積に取り組む必要があるといえる。

（２）バイオガス利用技術

バイオガス利用に関する技術は古く、国内では戦前から取り組まれてきたが、化石燃料が安価に大量に導入されるようにより、下火となっていった。その中で、近年、欧米はその価値を評価し、新しい技術を次々と世に送り出していった。日本のプラントメーカーは欧州のプラントメーカーとの技術提携等によりプラントを設計・製造しているケースや、バイオガス利用施設を欧米から輸入しているケースが多くなっている。また、スウェーデンにおける自動車やバスへの利用等、バイオガスのオフサイト利用についても現在は欧州が先行している状況にあるといえるが、我が国は 70 年程前に実用化していたものである。

なお、バイオガスに関しては、国際標準化（TC255）の動きもあり、我が国としても積極的に取り組む必要がある。

（３）ガス化技術

木質系バイオマスのガス化技術については、安価な原料を大量に確保することが可能な欧州、北米において技術開発が行われてきたが、下水汚泥を利用したガス化に関する事例はない。

日本では、世界初となる下水汚泥のガス化技術が、東京都の清瀬水再生センターにおいて稼働を始め、温室効果ガス排出量の削減に大きく貢献できる技術として注目されている。この先駆的な取り組みにより得られた知見が、世界に向けて発信されていくことが期待される。

3-4. エネルギー化技術の導入にあたっての留意点

先駆的にエネルギー化技術を導入している自治体においては、導入検討から維持管理にいたるまでのノウハウが蓄積されており、導入検討にあたっては、これらの自治体の事例を参考にすることが重要と思われる。

【解　説】

エネルギー化技術を導入している自治体にヒアリングを行った結果、導入検討にあたっての留意点として次の回答が得られた。導入検討の際には、これらの知見が参考となる。

（1）固形燃料化技術

（共通事項）

- 製品の長期的かつ安定的な受け入れ先の確保が重要であり、生成される“燃料化物”への理解並びに、製品の輸送費も含めて、経済性や廃掃法への対応を十分に協議する必要がある。
- 臭気、発熱量、灰分等の成分を把握してからの協議となることから、対象となる処理場から発生する汚泥の事前に調査しておくことが重要である。
- 燃料製品の受け入れ先において周辺住民との協議が必要である。
- 燃料化施設の運転効率を高めるために、周辺の農業集落排水施設等の汚泥を集約し、24 時間運転の検討も含め、処理コストの低減方策を検討することも必要である。
- 点検時や補修時にも継続的に製品を製造する必要がある場合には、燃料化施設の複数系列化の検討が必要である。
- 補助燃料を使う場合は、二酸化炭素の発生量を抑制するため、バイオガスあるいは都市ガスを使用することを検討する必要がある。

（汚泥炭化技術）

- 汚泥の熱分解時に発生するタールが配管内に付着し、閉そく等の問題を発生させることが懸念されることから、配管の加熱や掻き取り装置の設置、配管の短縮化等の対策が必要である。

（汚泥乾燥技術）

- 臭気に対する配慮が必要であり、汚泥の搬入時や製品の搬出時も含め、脱臭施設の設置検討やジェットパッカー車での運搬検討が必要である。

（２）バイオガス利用技術

（共通事項）

- 設備規模が過大・過小とならないように、バイオガス発生量を適正に把握する必要がある。
- 季節変動の大きい余剰ガス発生量に対する追従性を考慮したシステムを検討する必要がある。
- バイオガスの性状の把握、特に、硫化水素濃度とシロキサン発生の程度は、前処理施設の設計に大きく影響するので、十分な調査検討を行う必要がある。
- 過剰な設備投資を避けるため、重要性の低い機器には予備を設けない、共有可能な設備があれば兼用するといった工夫も重要である。

（ガス発電）

- 発電機の機種選定には、処理場規模（ガス発生量、電気使用量）や、自治体として重要視する内容（発電効率、熱効率、総合効率、環境性、維持管理費等）を考慮する。
- 発電機種の定格出力検討にあたっては、当初、小型の機種を導入し初期投資を抑え、導入後の状況を勘案し台数増設することでライフサイクルコストを最小化できる場合もある。
- 発電電力量を安定させるため、ガス精製施設や貯留施設について検討が必要である。
- 処理場の電力基本料金及び使用量料金の削減を目指すのであれば、24 時間運転可能なシステムを考慮する必要がある。
- 所内電力設備と系統連係を図る場合は、計画時点から電力会社との密な打合せが必要である。
- 発電電力の利用先（売電あるいは場内利用）の検討に際しては、場内利用の場合は故障時のリスクを考慮し、供給範囲を決める必要がある。
- 発電排熱の消化槽加温や乾燥熱源、熱供給等の有効利用について積極的な検討が必要である。
- メンテナンス会社の対応、遠隔監視の有無についてヒアリングも重要である。海外メーカーの場合、派遣技術者・取扱説明書が日本語対応でない場合もあり、部品の取り寄せに時間を要することもあるので留意が必要である。
- 都市ガスレベルに精製したガスを利用する場合、都市ガス用の機器を利用することができ、イニシャルコストの低減、維持管理費の低減につながる。

（燃料電池）

- 維持管理費の大半を占めるセルスタック交換費や維持管理費が大幅に低減されていることや、機器費も見直されていることから、直近の価格動向を調査して導入検討を行う必要がある。

（自動車燃料）

・　処理場周辺におけるガス自動車利用状況を踏まえて、導入を検討する（幹線道路、運送会社・バス会社のターミナルに近い等)。

（ガス導管直接注入）

・　受入先のガス事業者、立地条件（導管までの距離)、供給するガスの品質について協議が重要である。

（都市ガス原料供給）

・　受入先のガス事業者、立地条件、供給するガスの品質について協議が重要である。
・　品質・安定供給が重要であり、施設の停止や故障等でバイオガスが減る場合には、場内利用分が減る可能性もある。
・　維持管理が容易な精製装置であることが望ましい。

（ガス運搬）

・　運搬先までの距離や供給量を考慮する必要がある。
・　バイオガストレーラ入側のガス管理基準となるようガス精製を行う必要がある。

（３）ガス化技術

・　導入にあたっては①温室効果ガス削減効果の価値、②脱水汚泥から取り出された再生可能エネルギーの価値、③残渣の処分及び排水処理に必要な費用等を考慮する必要がある。

（４）エネルギー化技術全般

・　エネルギー化技術導入にあたっては専門技術者の不足が考えられることから予め人材の確保に留意する必要がある。しかし、場合によっては、専門技術者の選任が不要なケースもあり、技術者の少ない中小規模の処理場でも、事業性が評価されれば、技術導入は可能である。例えば、発電機を導入する場合、電気事業法において、ガスエンジンでは電気主任技術者の選任が必要であり、ガスタービンの場合では電気主任技術者及びボイラ・タービン主任技術者の選任が必要であるが、条件（出力 1,000kW 未満の発電所、電圧 7,000V 以下で受電する需要設備等）を満たす場合には、電気主任技術者選任は不要となり（外部機関に委託することができる)、また、ガスタービンでは条件（出力 300kW 未満、最高使用圧力 1000kPa 未満等）を満たす場合には、ボイラ・タービン技術者の選任は不要となる。

第４章 エネルギー化技術の導入検討

4-1. 導入検討の手順

エネルギー化技術の導入にあたっては自治体が抱える課題や製品受け入れ先のニーズ等を把握し、下水処理場の地域特性に見合った技術を抽出し、事業性を評価する。

【解 説】

エネルギー化技術の導入を検討する際には、「自治体の課題や下水処理場の特性」、「エネルギー化技術の特性」、「需要者のニーズ」のマッチングが重要となる。この3要素が効果的に繋がって初めてエネルギー化事業の導入が可能となる。3要素の関係は、模式的に図-4.1のように示される。

下水汚泥処分量の削減や省エネルギー対策等の自治体が抱える課題に対し、固形燃料化技術適用による汚泥処分量の削減、エネルギーの有効利用、バイオガス利用技術適用によるエネルギー有効利用等、エネルギー化技術の導入が課題の解決策となる可能性がある。また、処理場の課題把握や適用可能な技術を選定するための基礎情報として、現状の汚泥あるいはバイオガスの量や性状、汚泥処理処分コスト、関連計画、及びエネルギー化施設を設置する用地等といった下水処理場の特性を把握する必要がある。さらに、エネルギー化技術によっては周辺環境（住宅隣接状況）等に留意が必要である。また、エネルギー化技術の特性として、検討対象とする技術（固形燃料化技術、バイオガス利用技術及びガス化技術等）の特徴やコスト、製品の性状及び生産量、関連法規等について確認を行う必要がある。一方、製品を受け入れる需要者としての視点では、製品の特徴や供給量、製品の価格、輸送費の負担、運搬距離、既存施設や周辺環境への影響、法的規制等が重要であり、これらが需要者のニーズを満たしているかの検討が必要である。

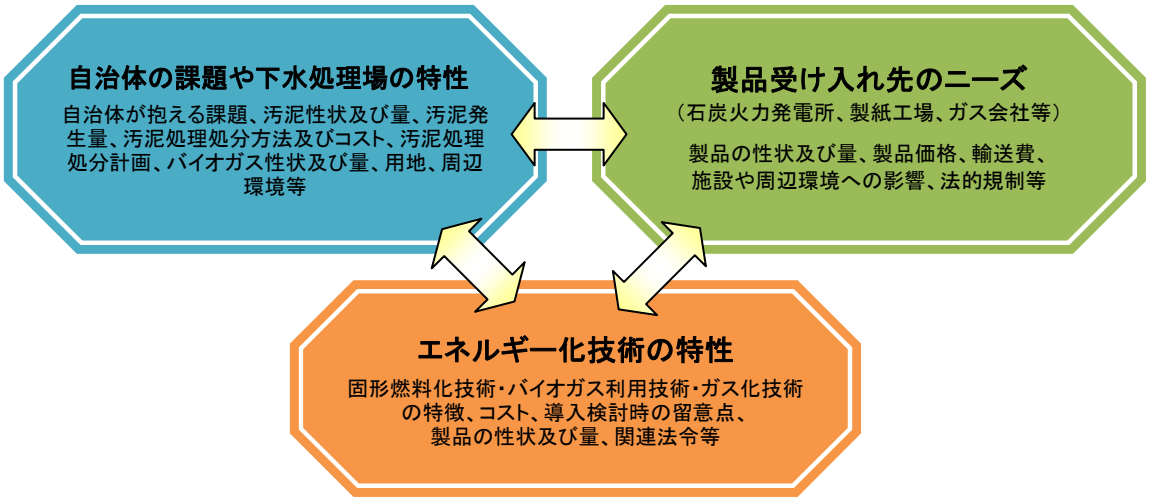


図-4.1 「自治体のニーズや下水処理場の特性」、需要者のニーズ」、「エネルギー化技術」のマッチング

エネルギー化技術の導入検討フローを**図-4.2** に示す。

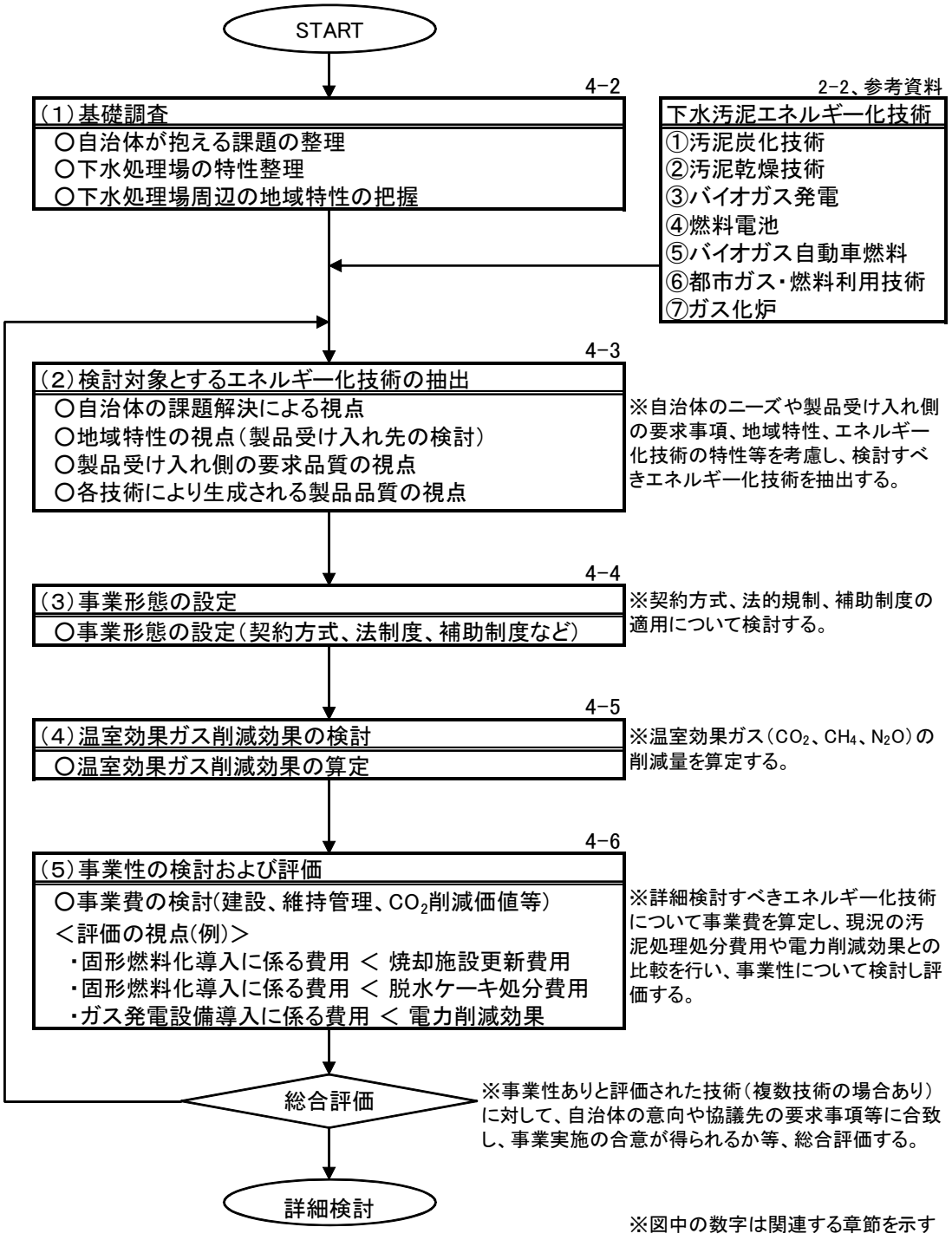


図-4.2　エネルギー化技術導入検討のフロー

4-2. 基礎調査

エネルギー化技術の導入検討に当たり、基礎調査では、自治体が抱える課題や下水処理場の特性、及び地域の特性等について把握する。

【解　説】

エネルギー化技術の導入検討に当たり、基礎調査では、下水汚泥の処理等に関し自治体が抱える課題や導入対象となる下水処理場の特性（汚泥処理処分計画、汚泥発生量、汚泥性状等）を把握するとともに、下水処理場周辺の地域特性を把握する。

資料収集やヒアリングが必要な項目を表-4.1 に示す。

表-4.1　基礎調査資料収集内容

項目	主な調査内容
①自治体が抱える課題	（例） ・下水汚泥処理処分コストの削減 ・発生汚泥の減量化 ・埋立地残余容量の確保 ・汚泥焼却炉、ごみ焼却施設、し尿処理施設の改築更新対策、建替用地確保 ・省エネルギー対策、温室効果ガス削減対策 ・余剰ガスの有効活用 ・バイオマス活用の推進（バイオマス活用推進計画の策定） ・地域産業の活性化、雇用確保
②下水処理場の特性	現況施設の状況及び運転状況 ・下水処理場の施設整備状況、敷地残余状況 ・消化槽の有無、消化方式、バイオガス発生量及び性状 ・発生汚泥量、汚泥処理処分コスト、凝集剤の種類と注入率 ・汚泥焼却、発電利用の有無、汚泥最終処分方法、処分先 必要に応じて調査が必要な項目 ・汚泥性状　**※次頁（参考）参照** ・温室効果ガス発生量　等
	下水処理場や汚泥処理に関連する将来計画 ・下水道ビジョン、下水道事業計画、改築更新計画 ・汚泥処理処分計画、汚泥量予測、汚泥の集約処理（流域下水汚泥処理事業、MICS 事業等）の予定 ・し尿、浄化槽汚泥、生ごみ等のバイオマス利用計画
③地域の特性	・気候条件（気温、積雪量等） ・住宅近接状況、臭気に対する苦情発生状況、 ・地域におけるバイオマス（生ごみ等）発生状況、 ・固形燃料やバイオガスの利用可能性がある施設の有無等

※（参考）汚泥性状に関する調査について

下水汚泥を原料とした固形燃料技術を検討する場合、固形燃料を製造した場合の発熱量等の燃料性状を予測するため、従来の処理場維持管理業務では分析していない汚泥性状のデータ（発熱量や含有成分）が必要となる。

固形燃料化製造側として必要となる汚泥性状分析項目の例を以下に示す。また、汚泥性状の分析結果を記入する際に使用するシートの例を**表-4.2** に示す。

分析項目の例

（１）含水率

（２）工業分析

JIS M 8812 に準じ、水分（気乾ベース）・灰分（気乾ベース）・揮発分（気乾ベース）を定量する。

（３）元素分析

JIS M 8819 に準じ、炭素・水素・窒素を定量する。硫黄については JIS Z 7302-7、塩素については JIS Z 7302-6 に準じ定量する。

（４）燃焼熱量測定

JIS M 8814 に準じ、純酸素下での総（高位）発熱量を測定する。

表-4.2　汚泥性状分析結果記入シートの例

		単位	春季	夏季	秋季	冬季	平均	分析方法
資料採取年月日								
汚泥の種類								
含水率（到着ベース）		%						JIS A 1203
工業分析	水分（気乾ベース）	%						JIS M 8812
	灰分（気乾ベース）	%						〃
	揮発分（気乾ベース）	%						〃
	固定炭素（気乾ベース）	%						※１
元素分析	炭素（気乾ベース）	%						JIS M 8819
	水素（気乾ベース）	%						〃
	酸素（気乾ベース）	%						※２
	窒素（気乾ベース）	%						JIS M 8819
	硫黄（気乾ベース）	%						JIS Z 7302-7
	塩素（気乾ベース）	%						JIS Z 7302-6
高位発熱量（無水ベース）		MJ/kg						JIS M 8814
		kcal/kg						※４
低位発熱量（無水ベース）※３		MJ/kg						JIS M 8814
		kcal/kg						※４

※１　固定炭素＝100－（灰分＋揮発分）

※２　酸素＝100－（炭素＋水素＋窒素＋硫黄＋灰分）

※３　低位発熱量＝高位発熱量－2.512×（9h＋w）／100

　　ここで、h：水素含有量（%）、w：水分含有量（%）

※４　カロリー基準の発熱量は 2.39×10^{2} kcal/MJ で換算

4-3. 検討対象とするエネルギー化技術の抽出

検討対象とするエネルギー化技術は、自治体が解決すべき課題や下水処理場の特性、及び周辺地域の特性を勘案し、導入が可能かつ効果的と想定される技術を検討対象として抽出する。

4-3-1. 自治体の課題解決による視点

エネルギー化技術の導入検討にあたっては、自治体が抱える課題の解決手法として効果的と想定される技術を抽出した上で詳細検討を行う必要がある。

【解　説】

エネルギー化技術の導入検討に際しては、下水汚泥に関して自治体が抱える課題をクリアすべき内容（ニーズ）に応じた技術を選定する必要がある。自治体が抱える課題の例と課題解決の可能性がある技術の関係を**表-4.3** に示す。

表-4.3　自治体が抱える課題の例と課題解決の可能性がある技術の関係

自治体が抱える課題の例	課題解決に効果的と考えられるエネルギー化技術			
	固形燃料化技術	バイオガス利用技術		ガス化技術
		既設消化槽がある場合	既設消化槽がない場合	
下水汚泥処理処分コストの削減	○	－	○ （消化導入による脱水汚泥量削減）	○
下水汚泥最終処分量の減量化、埋立地残余容量の確保	○	－		－
汚泥焼却炉の改築更新対策、建替え用地確保	○	－		○
ごみ焼却施設、し尿処理施設の改築更新対策、建替え用地確保	－	○ （生ごみ等受け入れによるごみ焼却施設等の規模縮小）		－
省エネルギー対策、温室効果ガス削減対策の推進	○	○	○	○
余剰ガスの有効活用	○	○	－	○
バイオマス活用の推進（バイオマス活用推進計画の策定）	○	○	○	○
地域産業の活性化、雇用確保	○	○	○	○

○：課題解決の可能性がある技術、－：該当しない技術

4-3-2. 地域特性の視点（製品受け入れ先の検討）

エネルギー化技術の導入検討にあたっては、エネルギー化技術により得られる製品の受け入れ先を極力近隣に確保することが重要であり、当該地域において長期的かつ安定的に製品を受け入れることが可能な施設や事業者について市場調査を行う必要がある。

【解 説】

エネルギー化技術により得られる「固形燃料」については、受け入れ先として石炭火力発電所のほか、石炭ボイラを有する製紙工場や木質ガス化・ボイラプラント、地域熱供給施設等が考えられる。また、「バイオガス」及び「ガス化ガス」については発電用途として利用されるほか、バイオガスを精製し、自動車燃料や空調用あるいはガス導管へ直接注入して利用することも可能である。これらのエネルギーを地域で利用する場合の利用可能施設の例を**表-4.4** に示す。また、参考として石炭火力発電所及び製紙工場の分布状況、都市ガスの供給エリアを**図-4.3** から**図-4.5** に示す。

表-4.4 下水汚泥エネルギーの種類と利用可能施設の例

種 類	利用可能施設	事 例
①固形燃料	○ 石炭火力発電所	● 東京都東部スラッジプラント →常磐共同火力（運搬距離約 170km） ● 広島市西部水資源再生センター →竹原火力発電所（予定）（運搬距離約 70km） ● 福岡県御笠川浄化センター →松浦火力発電所（運搬距離約 100km）
	○ 石炭ボイラプラント	● 宮城県県南浄化センター →日本製紙・岩沼工場（運搬距離約 10km） ● バイオソリッドエナジー㈱（山形県新庄市） →製紙工場
	○ 木質ボイラプラント	
	○ 地域熱供給施設	
	○ （その他）	● 製鉄所、セメント工場等
②バイオガス	○ オンサイト発電プラント	● 原田、海老江、津守、中浜（専焼） ● 洛南(混焼) ほか多数
	○ 天然ガス自動車(NGV) (市バス等)	● 神戸市 ● 上田市
	○ 民生用建物(空調等)	
	○ 都市ガス・燃料供給	● 神戸市（ガス導管注入） ● 長岡市（都市ガス原料供給） ● 金沢市（都市ガス供給）
	○ （その他）	● 民間工場等
③ガス化ガス	○ オンサイト発電プラント	● 東京都清瀬水再生センター
	○ 木質ガス化プラント	

出典:「下水バイオマスの地域エネルギー循環利用システム研究」H21.3大阪科学技術センター に加筆

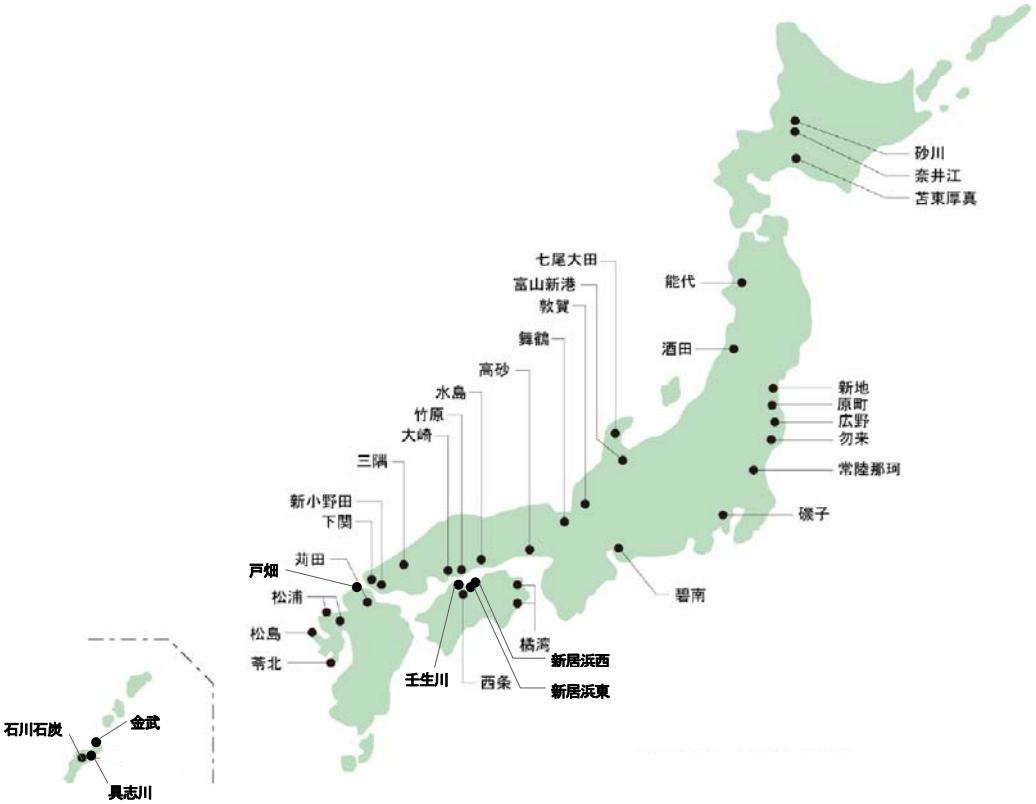


図-4.3　石炭火力発電所の分布状況

出典：日本フライアッシュ協会ホームページ　に加筆
http://www.japan-flyash.com/pdf/process02.pdf

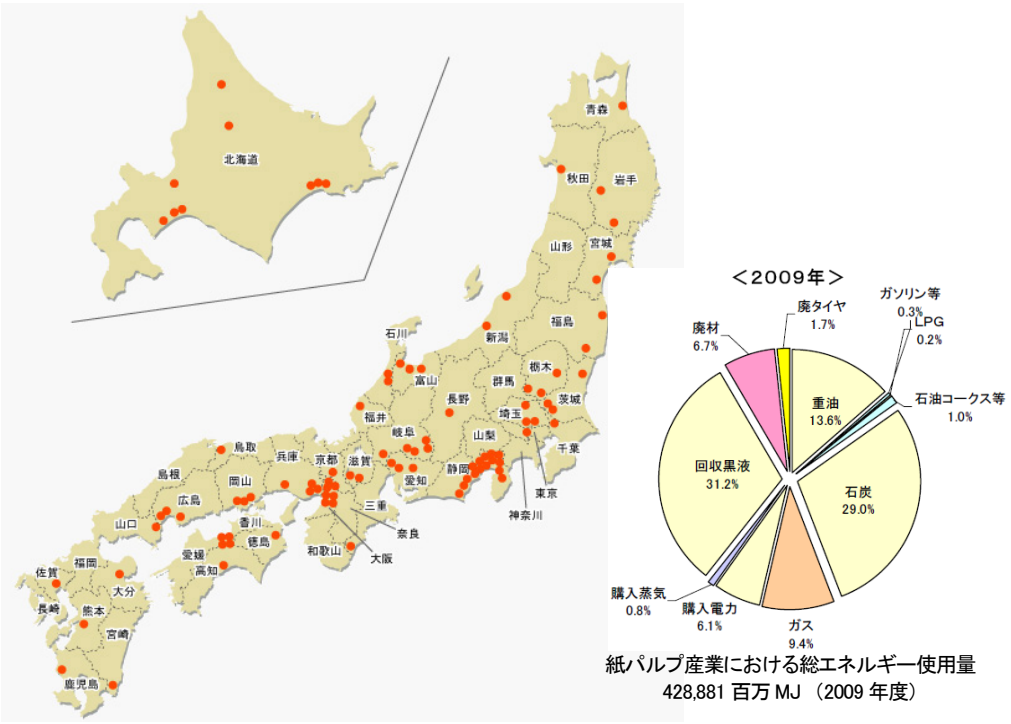


図-4.4　製紙工場の分布状況及び紙パルプ産業の消費エネルギー構成

出典：日本製紙連合会ホームページ
http://www.jpa.gr.jp/about/member/factory/index.html

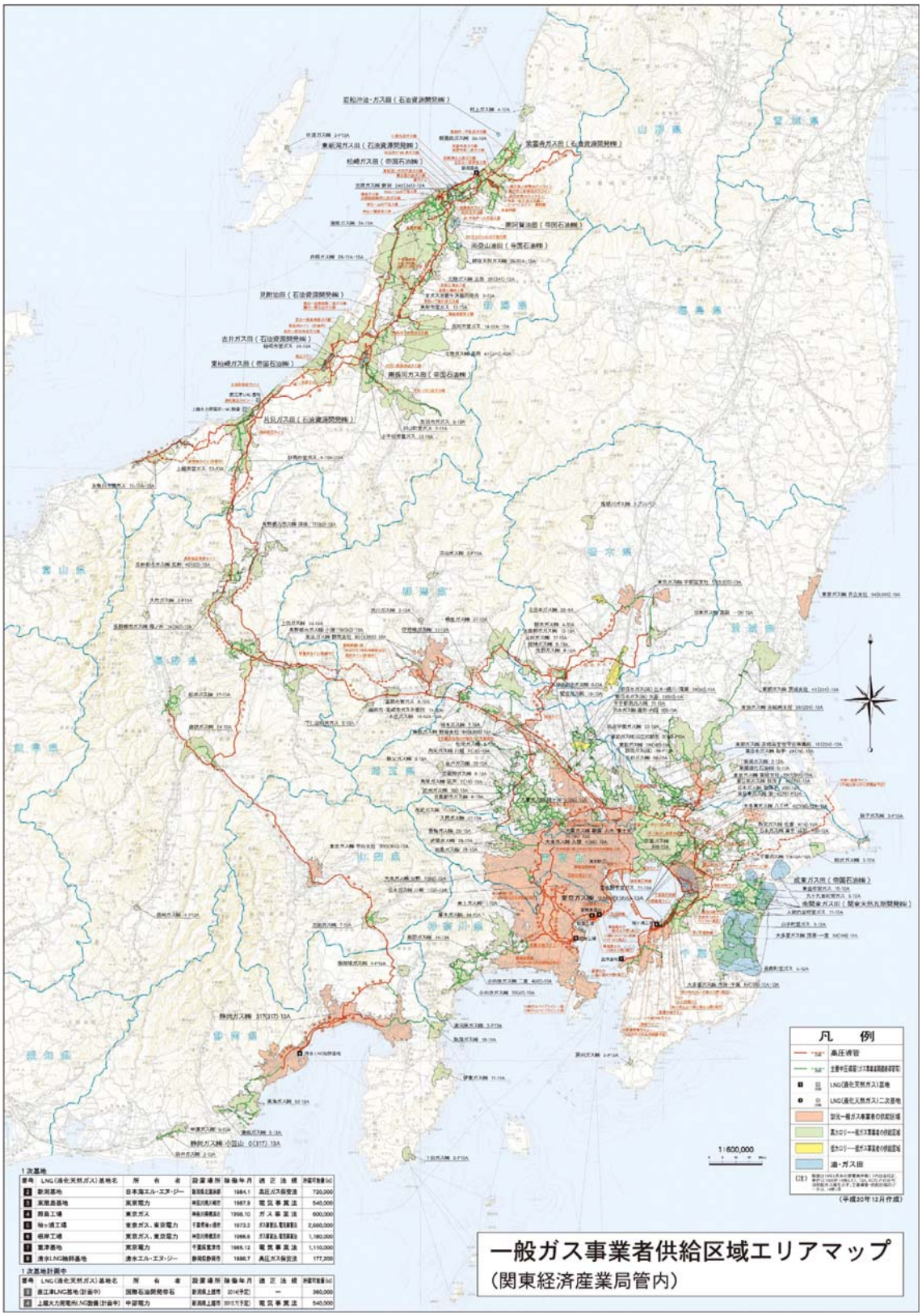


図-4.5　一般ガス事業者供給区域エリアマップ（関東経済産業局管内）の例

出典：経済産業省　資源エネルギー庁ホームページ
http://www.enecho.meti.go.jp/gasHP/index.html

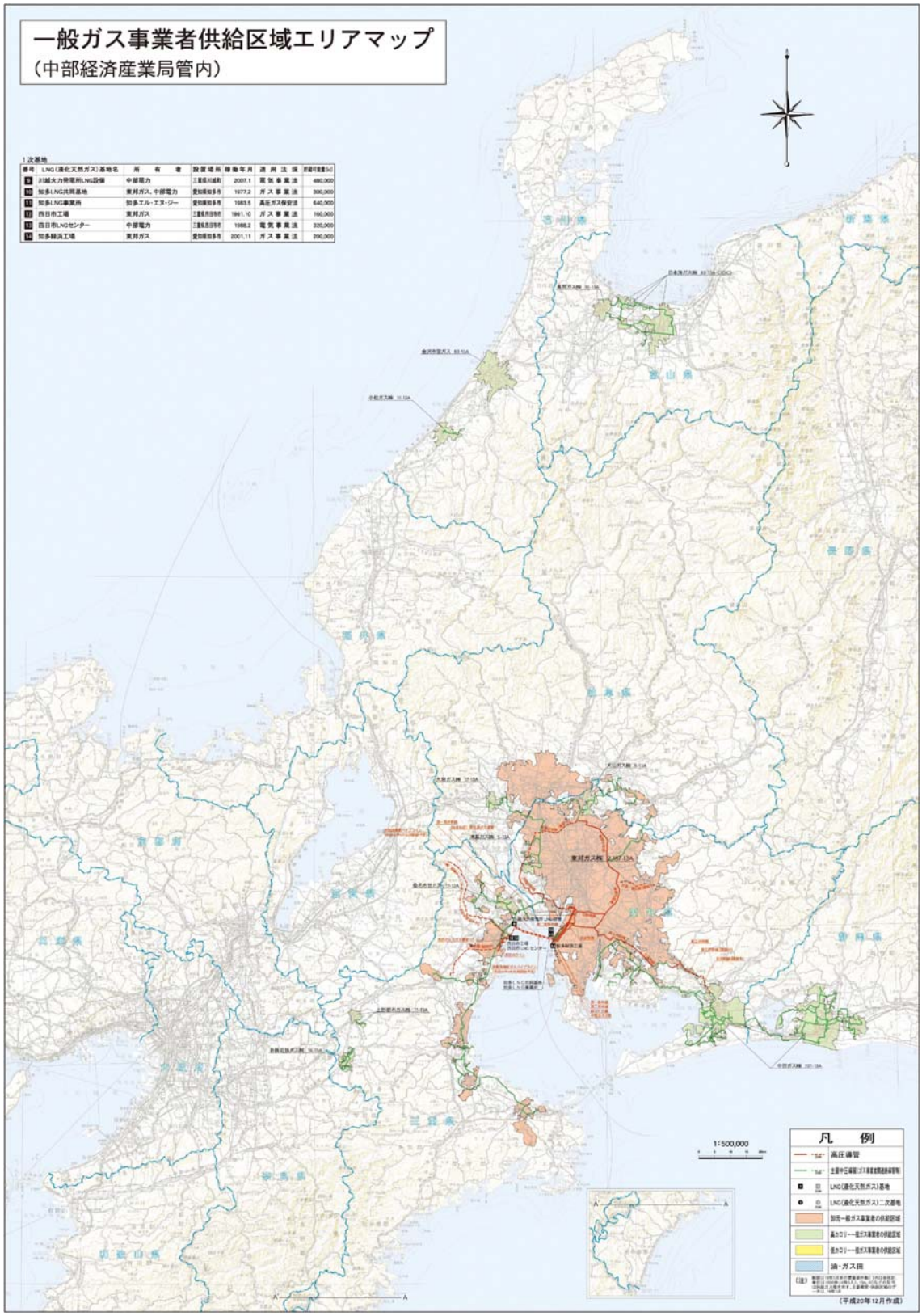


図-4.6　一般ガス事業者供給区域エリアマップ（中部経済産業局管内）の例

出典：経済産業省　資源エネルギー庁ホームページ
http://www.enecho.meti.go.jp/gasHP/index.html

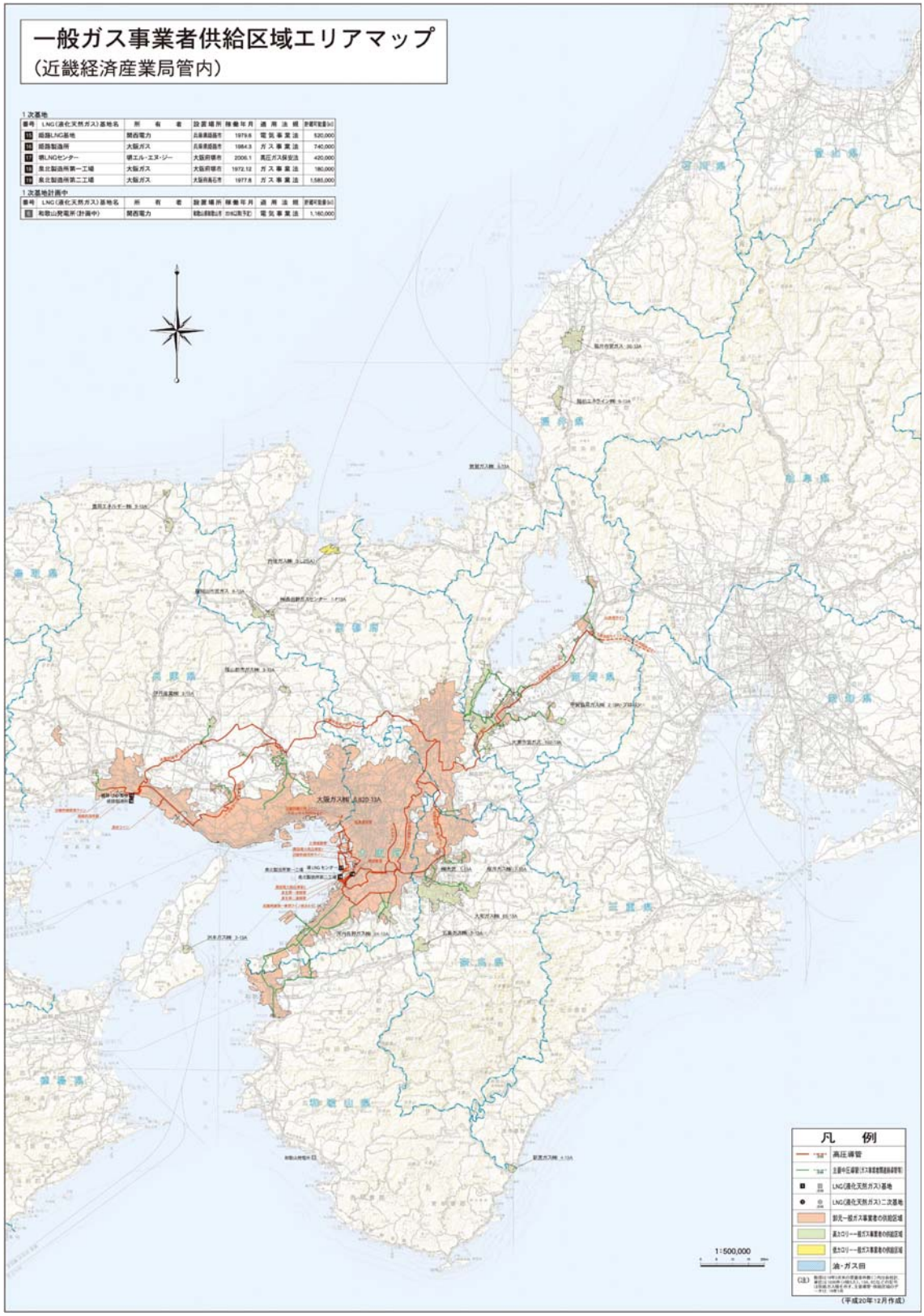


図-4.7　一般ガス事業者供給区域エリアマップ（近畿経済産業局管内）の例

出典：経済産業省　資源エネルギー庁ホームページ
http://www.enecho.meti.go.jp/gasHP/index.html

4-3-3. 製品受け入れ側の視点（製品に要求される条件）

エネルギー化技術の導入検討にあたっては、製品受け入れ側が要求する製品の性能等について確認し、供給する製品の性状とのマッチングについて検討を行うことが必要である。

【解　説】

製品の品質及びその変動性、荷姿、納期、輸送条件、価格等を検討し、製品受け入れ側との協議を重ね、エネルギー製品の良好な需給システムを構築することが重要である。

（１）固形燃料に要求される品質

固形燃料化技術の製品は、汚泥消化工程の有無、凝集剤の種類、適用する汚泥燃料化技術によって、性状が異なる製品が得られる。利用先の工場によっては、発熱量が高い製品を望む場合や灰分が少ない製品を望む場合、あるいは臭気の少ない製品を望む場合等があり、受け入れ先工場の要求する品質を確保する必要がある。

固形燃料製品の受け入れ側が要求する品質項目の例を**表-4.5** に、その他の事業者による受け入れ条件の例を**参考資料－４**に示す。固形燃料では、発熱量、灰分のほか、組成、安全性（発火性、発熱性）、臭気について基準を設けている事例が多い。なお、

表-4.5　固形燃料に要求される品質項目の例

下水汚泥の固形燃料化物を石炭火力発電所で取り扱う場合の留意事項について

下水汚泥の固形燃料化物を石炭火力発電所で取扱う場合、有効利用先（石炭火力発電所）の視点として留意が必要な事項について以下に整理する。

(1)　燃料性
　燃料性状*1)、燃料化物の収率
(2)　安全性等
　自然発火性*2)、発酵性
(3)　ハンドリング性
　燃料化物の形状・かさ比重、水への溶解性、臭気
(4)　スラッギング性、ファウリング性等
　灰成分・灰軟化性*3)
(5)　環境性
　有害物質*4)、CO_2の削減効果
(6)　廃掃法上の有価物性
　燃料物の物性、排出の状況、通常の取扱い形態、取引価値の有無、占有者の意思

*1）燃料性状　；　発熱量、,水分、灰分、燃料比、元素分析（C、H、N、O、S、Cl、F）等
*2）通気式発熱特性試験（日本下水道事業団発行「下水汚泥固形燃料発熱特性試験評価マニュアル」）
*3）灰成分、灰軟化性
　□灰成分；SiO_2、Al_2O_3、Fe_2O_3、CaO、MgO、Na_2O、K_2O、SO_3、P_2O_5、TiO_2、LiO_2、V_2O_5、MnO　等
　□灰軟化性；軟化点、球軟化点、溶融点、流動点
*4）有害物質　；　B、Hg、As、Cd、Pb、Be、Se、Cu、Mn、Ni、V、Zn　等

出典：電源開発株式会社資料

（２）バイオガスを利用する場合のガス基準

バイオガスの成分のうち、特に硫化水素は燃焼すると腐食性の強い亜硫酸ガスが発生するため、バイオガスは一般に脱硫処理し、硫化水素の含有率を 10ppm 以下とした後、加温用ボイラ等の燃料として利用されることが多い。バイオガスをガスエンジンや燃料電池による発電に利用する際は、シロキサンの除去や更なる硫化水素の除去が必要となる場合がある。また、場外へ供給して利用する場合では、メタン高濃度化、二酸化炭素除去、窒素除去等を目的とした精製装置の設置や熱量調整を行う等、利用目的に合致した性状に調整する必要がある。バイオガス利用にあたって、各技術で要求されるガス性状の例を**表-4.6** に示す。なお、設備によってガス成分の許容値が異なること、また、前処理設備で除去される成分やレベルも異なることから、具体的に検討を行う際には事前にメーカーに確認が必要である。

表-4.6　バイオガスに要求される品質の例

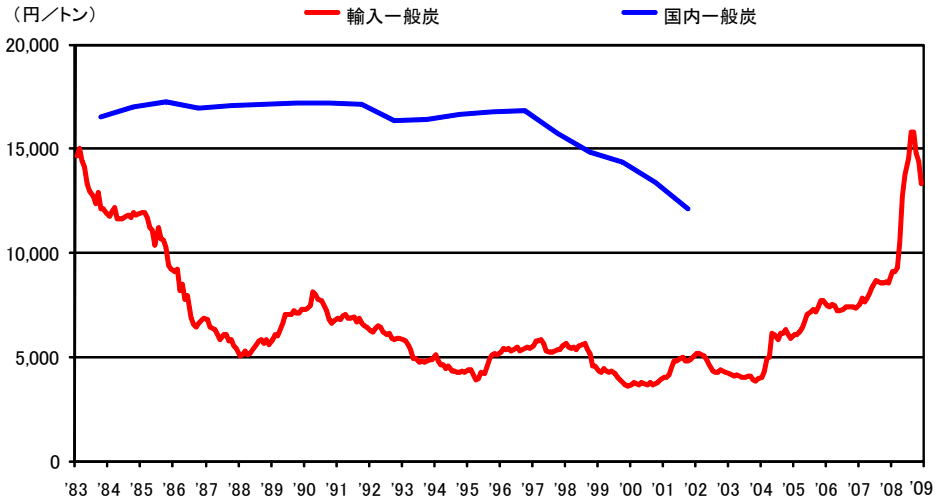
利用形態	成分									出典
	メタン	発熱量	硫化水素	シロキサン	二酸化炭素	酸素	窒素	その他	露点	
ガスエンジン	60～70%(変動幅±5%以下)	21.56～25.12 MJ/Nm^3	10ppm 以下	0.02ppm 以下	－	－	－	水分：使用温度で飽和以下 硫黄分：100ppm 以下	－	※1
燃料電池	60%	－	3ppm 以下	1ppm 以下	－	50ppm 以下	窒素：0.1%以下 ｱﾝﾓﾆｱ：1ppm 以下	塩素：1ppm 以下 塩化水素：1ppm 以下 二酸化硫黄：1ppm 以下 有機硫黄：0.3ppm 以下 水分：常温常圧で飽和水蒸気以下	－	※2 ※3
自動車燃料	97%以上	－	0.1ppm 以下	1mg/Nm^3 以下	－	4%以下	－	臭気 2000 以上	-51℃以下	※4
都市ガス原料供給	－	35.56MJ/Nm^3 以上	2ppm 以下	－	4%以下	－	－	－	結露を生じないこと	※5
導管注入	－	45MJ/Nm^3	1.0mg/m^3 以下	個別協議	0.5Vol%以下	0.01Vol%以下	1.0vol%以下	付臭 12～16mg/Nm^3	個別協議	※6
ガス運搬	85%以上	－	10ppm 以下	管理対象外	15%以下	1%以下	1%以下	一酸化炭素：1ppm 以下	-60℃以下	※7
(参考)バイオガス	60～65%	21～23 MJ/Nm^3	0.02～0.08%	20～50ppm	33～35%	－	0～3%	水素：0～2%	－	※8 ※9
(参考)都市ガス 13A	89.6%	45MJ/Nm^3	－	－	－	－	－	エタン ﾌﾟﾛﾊﾟﾝ ブタン	－	※10

出典　※1：A 社カタログ
※2：事業用燃料電池発電システム導入検討の手引き　平成 20 年度版、財団法人新エネルギー財団
※3：B 社カタログ
※4：神戸市東灘処理場の精製装置運転管理値
※5：長岡市と北陸ガスの供給条件
※6：大阪ガス株式会社　バイオガス購入要綱
※7：C 社のガス運搬トレーラー入り側ガス管理基準
※8：下水道施設計画・設計指針と解説　後編　日本下水道協会（2009 年版）
※9：メタンガス化（生ごみメタン）施設整備マニュアル　平成 20 年 1 月　環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課
※10：東京ガス株式会社　ホームページ

（参考）化石燃料の価格動向について

製品受け入れサイドでは製品の性能以外に考慮すべき事項として燃料製品の価格も重要な要素であり、従来から使用している化石燃料の価格等を考慮して下水汚泥燃料製品の購入価格が検討されることとなる。化石燃料の価格は社会情勢等により変動があり、参考として主な化石燃料の価格動向を**図-4.8**、**図-4.9** 及び**図-4.10** に示す。

（１）石炭（一般炭）の価格推移



（注）輸入炭は月次平均データ、国内一般炭は1983年度から2001年度までの年度平均データを示す。
国内一般炭の価格は、2002年度以降の公表されていない。

図-4.8【参考図】　石炭（一般炭）の価格推移

出典：経済産業省　資源エネルギー庁ホームページ　に一部加筆
http://www.enecho.meti.go.jp/topics/hakusho/2009energyhtml/p2-1-3-3.htm

（２） Ａ重油の価格推移

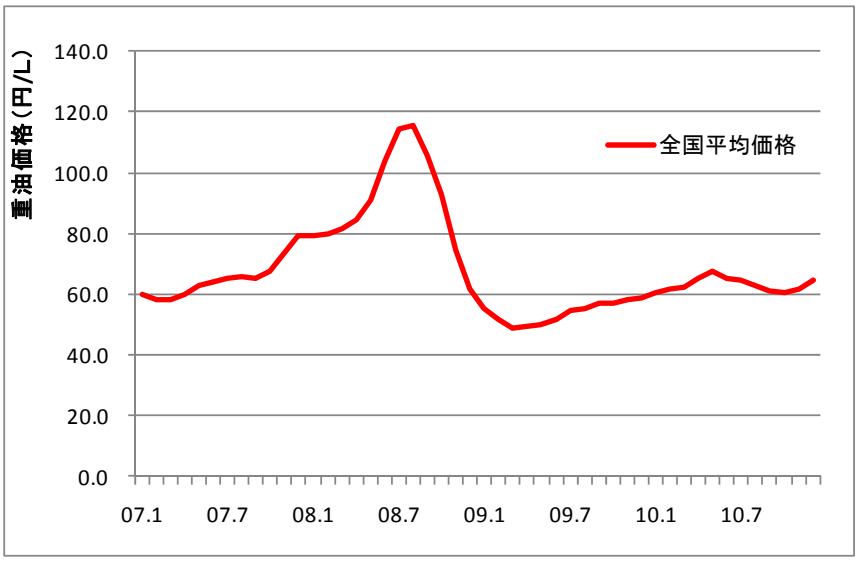


図-4.9【参考図】　Ａ重油の価格推移

出典：財団法人日本エネルギー経済研究所　石油情報センターのデータを基に作成
http://oil-info.ieej.or.jp/index.html

（３）都市ガスの価格推移

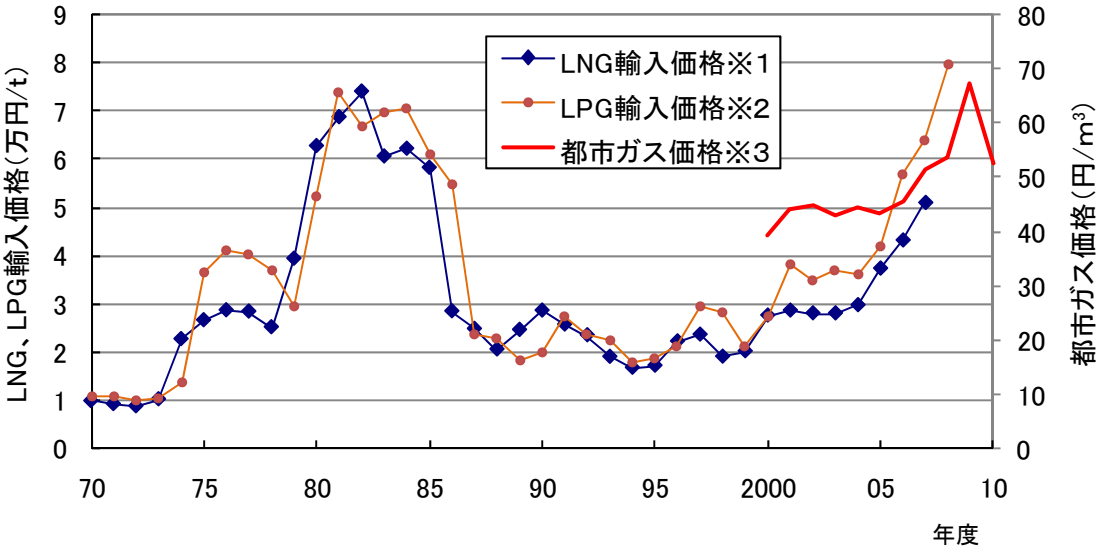


図-4.10【参考図】　LNG・LPG 輸入価格及び都市ガス価格の推移

出典：
※１　日本関税協会「日本貿易月表」を基に作成
※２　日本関税協会「日本貿易月表」、経済産業省「資源・エネルギー統計年報」を基に作成
※３　経済産業省　資源エネルギー庁ホームページ資料
（東京ガス株式会社の例、大口使用量 100 万 m³ 以上 200 万 m³ 未満の場合における平均価格）
http://www.enecho.meti.go.jp/gasHP/ooguchi/2.pdf

（４）灯油の価格推移

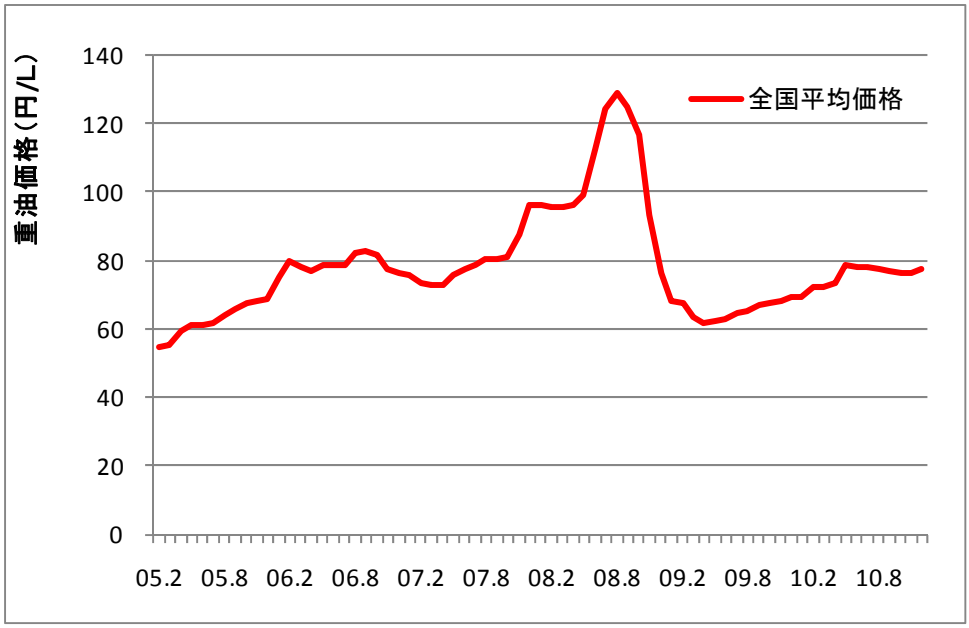


図-4.11【参考図】　灯油の価格推移

出典:財団法人日本エネルギー経済研究所　石油情報センターのデータを基に作成

http://oil-info.ieej.or.jp/index.html

4-3-4. 各技術により生成される製品品質の視点

各エネルギー化技術によって、生成される製品の品質は異なるため、適用する技術でどのような性状の製品が得られるかを事前に把握することが重要である。

なお、各製品の保存及び運搬の際の安全性についても、十分留意する必要がある。

【解　説】

（１）下水汚泥固形燃料化技術

下水汚泥固形燃料の品質については、基本物性（水分、灰分、揮発分、固定炭素、元素組成、かさ比重、重金属含有量、重金属溶出量）、燃料特性、発熱特性が主な項目として挙げられるが、製品品質のみならず、その安全性についても十分に留意しなければならない。

下水汚泥固形燃料は、平成 16 年度に消防法の指定可燃物として「再生資源燃料」が新たに指定され、安全対策等は市町村条例で定めることとされている。消防法令等では、「再生資源燃料」とは、資源の有効な利用に関する法律（平成三年法律第四十八号）第二条第四項に規定する再生資源を原材料とする「再生資源燃料」（危険物の規制に関する政令　別表第４）と定義され、指定可燃物の中に位置づけされている。平成 16 年 10 月 29 日火災予防条例（例）の一部改正によって、再生資源燃料のうち、廃棄物固形化

燃料その他水分によって発熱又は可燃性ガスの発生のおそれがあるものについて、（１）貯蔵及び取扱いの技術上の基準（第 34 条第１項第５号）、（２）位置、構造及び設備の技術上の基準（第 34 条第２項第４号）の対策が定められているので、さらに留意が必要である。再生資源燃料を 1,000kg 以上貯蔵し又は取り扱おうとする者は、消防長（消防署長）への届出が課せられたとともに、上記の法改正によって、貯蔵及び取扱い並びに位置、構造及び設備の技術上の基準が定められている。

なお、下水汚泥固形燃料の運搬、貯蔵時における安全性及び試験方法については、「下水汚泥固形燃料発熱特性評価試験マニュアル」（平成 20 年３月、日本下水道事業団）に詳細が示されており、総務省消防庁から「再生資源燃料等の安全の確保に係る調査検討報告書」（平成 19 年４月 27 日）が公表されており、安全対策について詳述されている。

また、下水汚泥固形燃料のシステム、効果、影響についての詳細については、「下水汚泥固形燃料化システムの技術評価に関する報告書」（平成 20 年３月、日本下水道事業団）に詳細が示されている。

以上のように、各種基準や試験方法に基づき、製造者や取扱者が製品の特性を把握し、安全に取り扱うことが必要である。

１）下水汚泥固形燃料の物性評価

表-4.7 に下水汚泥固形燃料の物性評価のための試験項目について示す。下水汚泥固形燃料の物性として発熱量や灰分量、排ガス性状等を把握するためには、各種の工業分析、元素分析等が必要とされる。

表-4.7　下水汚泥固形燃料の物性評価のための試験項目

試験項目		分析項目	乾燥汚泥燃料 炭化汚泥燃料	
			文献 1	文献 2
基本物性	工業分析	水分、灰分、揮発分、固定炭素	○	○
	元素分析	炭素、水素、酸素、窒素、硫黄、塩素	○	○
	かさ比重		○	
	重金属含有量	T-Hg、Cd、Pb、Cr^{6+}、As、F、B、Se	○	
	重金属溶出量	ｱﾙｷﾙ水銀化合物ほか	○	
	臭気	特定悪臭物質	○	
燃料特性	発熱量	総発熱量、真発熱量	○	○
	燃料比		○	
	HGI		○	
	灰性状	灰分量、灰組成、灰融点（酸化、還元）	○	
発熱特性	熱流束熱量 測定(C80)	発熱開始温度、発熱量	○	○
	可燃性ガス 発生特性 （水添加有無）	水素、メタン、一酸化炭素	○	○

注）文献 1:「下水汚泥固形燃料化システムの技術評価に関する報告書」平成 20 年 3 月、日本下水道事業団
文献 2:「下水汚泥固形燃料発熱特性評価試験マニュアル」平成 20 年 3 月、日本下水道事業団

各技術によって、生成される下水汚泥固形燃料性状例を表-4.8 に示す。固形燃料として、より高い発熱量が求められる場合、有機物含有量が高い未消化汚泥が有望である。また、一般に高分子系凝集剤が添加されている脱水汚泥は、炭素分が多く発熱量が高く原料に適している。

表-4.8 下水汚泥固形燃料の性状例

下水汚泥固形燃料化技術		対象汚泥	発熱量	灰分	臭気
汚泥炭化	低温炭化	未消化炭化	17～22MJ/kg-DS	22～30%	タール臭
		消化炭化	13～16MJ/kg-DS	43～45%	
	中温炭化	未消化汚泥	16～17MJ/kg-DS	42～45%	ほぼ無臭
		消化汚泥	約 13MJ/kg-DS	約 58%	
	高温炭化	未消化汚泥	15～20MJ/kg-DS	30～50%	無臭
		消化汚泥	10～15MJ/kg-DS	50～60%	
汚泥乾燥	造粒乾燥	未消化汚泥	16～19MJ/kg-DS	13%	汚泥臭※
		消化汚泥	12～16MJ/kg-DS	28%	
	油温減圧乾燥	未消化汚泥	21MJ/kg-DS	約 20%	汚泥・油臭※
	改質乾燥	未消化汚泥	18～20MJ/kg-DS	22～24%	汚泥・焦げ臭※
		消化汚泥	14～16MJ/kg-DS	39%	
(参考)石炭		―	25～30MJ/kg-DS	約7～16%	無臭

※「汚泥臭」としているが生汚泥の臭気に比較し臭気濃度は低い

2)下水汚泥固形燃料の安全性評価

下水汚泥固形燃料は、大量に集積された場合、徐々に発熱して蓄熱発火する可能性や、可燃性ガスを発生し、火災あるいは爆発を引き起こす危険性を有する場合がある。また、水の存在で発酵が促進され、これらの危険性が増加する場合もある。このように蓄熱発火に伴う火災や事故を防止するため、下水汚泥固形燃料の使用前に試料をそのまま、及び水を加えて以下の項目に注目し、その危険性を明らかにする必要がある。

①火災危険性（発熱の危険性）

・酸化危険性　　・発酵危険性

②火災危険性（発火に至るかどうかの確認）

・断熱状態での発熱試験(周囲との熱移動なしの状態での温度上昇を確認)

③物理化学的性状の試験

・燃焼熱量　　・比熱　　・熱伝導度

④大量貯蔵時の発熱発火の推定

フランク・カメンスキー式を使って推定する。シミュレーション方法（日本下水道事業団）を用いて推定する。

⑤発生ガスの確認

表-4.9 に下水汚泥固形燃料の安全性評価のための試験項目例を、表-4.10 に下水汚泥固形燃料の安全性試験測定結果例について示す。

危険性評価は、発熱温度（発熱反応の起こりやすさ）、発熱量（発熱の強度）及びガス発生量（水素の発生量）を指標として行う。下水汚泥固形燃料等製造施設等における危険要因と対策については**参考資料－６**（出典：「再生資源燃料等の安全の確保に係る調査検討報告書　第５章　再生資源燃料等製造施設等における危険要因と対策」に詳述している。

表-4.9　下水汚泥固形燃料の安全性評価（安全性評価基礎試験）のための試験項目（文献1）

試験項目（乾燥汚泥燃料、炭化汚泥燃料）		目的	試験機等	
熱分析（熱重量―示差熱分析）	TG-DTA	試料の全体的な熱性状を調べる。	ThermoplusTG8120	理学電気（株）
高感度熱量計による発熱量測定試験	C80 熱量計	水分を多く含む試料の微少発熱現象を測定する。（発熱の生じ易さを表す）	双子型熱量計	Setaram 社（仏）
	TAM 熱量計	微生物の発酵等、より微少発熱現象を測定する。	TAM-III	Thermometric 社（ｽｳｪｰﾃﾞﾝ）
自然発火温度測定	SIT	自然発火温度を測定する。乾燥した試料の酸化発熱の開始温度を対象としている。（発熱開始後の酸化発熱の起こりやすさを表す。）	SIT-2	島津製作所（株）
	ワイヤーバスケット試験	国際連合危険物輸送勧告書(Div.4.2 自然発火試験)に従った試験。	一辺　2.5cm、5cm、10cm の試料容器	
燃焼熱量	燃研式ボンベ熱量計	JIS　M8814 に準じて測定する。	CA-4AJ	島津製作所(株)
比熱	DSC		ThermoplusDSC8230	理学電気（株）
熱伝導率	熱伝導度測定装置	測定温度は、100℃とする。 JIS　R2618 準じて測定する。	ARC-TC-1000	アグネス製
大量貯蔵時の発熱発火試験		大量貯蔵時の発熱発火挙動を知るために数m～10m程度まで堆積した場合の発熱開始温度の予測計算を行う。	・ﾌﾗﾝｸ・ｶﾒﾝｽｷｰ式に基づいて推定する。 ・JSのｼﾐｭﾚｰｼｮﾝ方法を用いる。（文献 2）	
発生ガスの確認		水素、メタン、一酸化炭素等に可燃性ガスの発生を測定する。		

注）文献 1:「再生資源燃料等の安全の確保に係る調査検討報告書」平成 19 年 4 月 27 日、総務省消防庁　に加筆
文献 2:「下水汚泥固形燃料発熱特性評価試験マニュアル」平成 20 年 3 月　日本下水道事業団

表-4.10 下水汚泥固形燃料の安全性試験測定結果例

試験項目	改質 乾燥	油温減圧 乾燥	造粒 乾燥	低温 炭化	中温 炭化	高温 炭化	石炭 (SS059)
熱分析（TG-DTA）							
100℃での減量率　TG（%）	10.5	2.07	2.42	2.48	4.8	4.43	4.91
発熱開始温度　　DTA（℃）	309.8	99.1	121.0	123.0	250	283.1	117.0
熱量測定（C80）							
水なし							
発熱開始温度（℃）	-	26	52	49	-	42	59.5
ピーク温度（℃）	-	63.5	103.8	103.2	-	101	101.3
水 20%添加							
発熱開始温度（℃）	-	26	33	26	-	26	54
ピーク温度（℃）	-	34.1	66.9	31.9	-	61.4	99.7
熱量測定（TAM）							
発熱量 0～72 時間（J/g）							
水なし	-	95.77	6.124	12.12	-	28.88	4.392
水 20%添加	-	84.05	41.02	79.64	-	43.63	6.694
自然発火性試験（SIT）							
自然発火温度（℃）	140	80	80	130	130	250	80
誘導時間(min)	153	466.2	1,244	378.4	263	593.8	447.2
自己発火性試験（ﾜｲﾔｰﾊﾞｽｹｯﾄ）							
発熱開始温度（℃）	140	130	130	140	120	250	130
燃焼熱量(kJ/g)	—	23.40	14.88	21.10	—	13.06	29.78
比熱(J/K・g)	—	1.81	1.95	1.93	—	1.62	1.48
熱伝導率(W/m・K)	—	0.175	0.226	0.102	—	0.097	0.139
発生ガス分析(%)							
水なし							
H_2	<5	2	1	0.5	—	0.5	2
CO	9ppm	～0.07	0	0	—	<0.1	～0.02
CO_2	—	0.8	0.2	<0.2	—	0.25	0.2
水 20%添加							
H_2	<5	2	2	4	—	4	0.5
CO	19ppm	0.25	80ppm	0.1	—	0.05	10ppm
CO_2	—	5	0.3	1.5	—	2.1	0.25

出典:「汚泥熱分解燃料化システム　技術マニュアル　2010 年3月」(財団法人　下水道新技術推進機構)に加筆
「再生資源燃料等の安全の確保に係る調査検討報告書」(平成 19 年 4 月 27 日　総務省消防庁)

（２）バイオガス利用技術

バイオガス利用技術の基となるバイオガスの成分は、汚泥の消化状態によって異なるが、おおよそ**表-4.11** に示す性状のものであり、約３～15 倍の空気が混入すると爆発するおそれがある。また、バイオガスの低位発熱量は 21,000～23,000kJ/Nm^3（5,000～5,500cal/Nm^3）であり、従来より消化槽の加温用ボイラの燃料として用いられてきた。一般的なバイオガスのメタン濃度は 60～65%であるが、利用形態によってガスの精製レベルが異なることとなる。

表-4.11　バイオガスの成分

区分	バイオガス（脱硫後）成分									出典
	メタン	発熱量	硫化水素	シロキサン	二酸化炭素	酸素	窒素	その他	露点	
文献値	60～65%	21～23 MJ/Nm^3	0.02～0.08%	－	33～35%	－	0～3%	水素 0～2%	－	※1
実績値（脱硫後）	59.9%	21.4 MJ/Nm^3	0.05%	－	38.05%	0.60%	1.79%	－	－	※2

出典　※1:下水道施設計画・設計指針と解説　後編　日本下水道協会(2009 年版)

※2:本調査結果(バイオガス発電導入自治体へのヒアリング調査結果。単純平均値)

なお、ガス圧縮充填圧力が 1.0Mpa 以上となる場合、高圧ガスの製造、貯蔵、販売、移動その他の取扱及び消費並びに容器の製造及び取扱について、高圧ガス保安法の適用を受ける。

自動車に高圧ガスを積み込んで運ぶ場合の「高圧ガスの移動の技術基準」の主なものは次のとおりである。

- 車両に警戒標を掲げること
- 充填容器等は、その温度を40℃以下に保つこと
- 容器の転落・転倒やバルブの損傷を防止し、粗暴に取り扱わないこと
- 可燃性ガス又は酸素の移動の場合は、消火設備並びに応急措置に必要な資材・工具等を携行すること
- 圧縮ガス（容積 300m^{3}以上の可燃性ガスと酸素、及び容積 100m^{3}以上の毒性ガス）を移動する場合は、高圧ガス移動監視者による監視が必要となる。
- 可燃性ガス、毒性ガス又は酸素の高圧ガスを移動するときは、当該高圧ガスの名称、性状、移動中の災害防止のために必要な注意事項を記載した書面を携行し、遵守すること

4-4. 事業形態の設定

事業性の検討にあたっては、エネルギー化の対象とする下水汚泥の事業実施形態に適した契約方式や各種制度の適用を検討し、エネルギー化技術導入に必要な費用分析を行い、事業性について評価する。

【解　説】

下水道事業は公共性の高い事業であり、今までは「公」が主体となって整備が進められてきたが、近年では、民間の高度な技術力・ノウハウを活用したＤＢ方式やＤＢＯ方式、或いはＰＦＩ方式等の採用事例が増加している。これらの方式は、従来、個別に発注していた設計、施工、維持管理、施設運営業務を、設計・施工（ＤＢ）、設計・施工・運営（ＤＢＯ）、さらには、資金調達から事業の運営まで（ＰＦＩ）を一括して発注する方式であり、事業の効率化（省コスト化）が図りやすくなる。

このため、事業性の検討にあたっては、事業実施形態に適した契約方式を検討し、エネルギー化技術導入に要する費用について検討し、事業性を評価する必要がある。

（１）契約方式

汚泥エネルギー化施設整備の契約方式の例を**表-4.12** に示す。

表-4.12 下水汚泥エネルギー化施設の事業方式

自治体	施設	事業内容	事業方式	実施方針公表（事業期間）	概　要
東京都	東部スラッジプラント	汚泥固形燃料化事業	DBO	2005.6.1	
宮城県	県南浄化センター	汚泥固形燃料化事業	DBO	2007.5.21	
広島市	広島市西部資源再生センター	汚泥固形燃料化事業	DBO	2008.10.20 （2009.3～2032.3 23年間）	下水汚泥燃料化施設の設計、建設、維持管理及び運営。
愛知県	衣浦東部流域下水道浄化センター	汚泥固形燃料化事業	DBO	2009.3.27	
東京都	東部スラッジプラント	汚泥固形燃料化事業	DBO	2010.2.1	
大阪市	平野	汚泥固形燃料化事業	PFI（BTO）	2010.4.28 （2011.4～2032.3 21年間）	燃料化設備の設計、施工、維持管理及び運営、最終生成物の有効利用、燃料化設備を設置する建築物の維持管理。
熊本市	南部	汚泥固形燃料化事業	DBO	2010.9.29	
東京都	森ヶ崎水再生センター	バイオガス発電	PFI（BTO）	2001.9.5 （2004.4～2024.3 20年間）	常用発電設備を建設・運営し、センターに電力及び温水を供給。
大阪市	津守下水処理場	バイオガス発電	PFI（BTO）	2005.3.2 （2006.4～2027.3 21年間）	常用発電設備を建設・運営し、電力及び熱を津守下水処理場へ供給。
横浜市	北部汚泥資源化センター	バイオガス発電	PFI（BTO）	2007.9.4 （2008.8～2030.3 22年間）	バイオガス発電設備の更新に関する計画・設計・建設、運営、維持管理。
黒部市	黒部浄化センター	バイオガス発電 汚泥燃料化	PFI（BTO）	2008.1.31 （2009.4～2027.3 18年間）	バイオマス利活用施設整備　（発電設備、汚泥乾燥施設整備）
東京都	清瀬水再生センター	汚泥ガス化炉	DBO	2007.8.8 （2008.6～2030.3 22年間）	汚泥ガス化炉の設計及び建設、維持管理及び運営。

公共施設の事業手法としては、設計・施工と事業運営の観点から、次の３方式に分類される。これら事業方式の概要を次に示す。

【事業方式（発注方式）】

- **◆ 公設公営方式（従来方式、ＤＢ方式）**
- **◆ 公設民営方式（ＤＢＯ方式）**
- **◆ 民設民営方式（ＰＦＩ方式（ＢＴＯ方式、ＢＯＴ方式、ＢＯＯ方式））**

１）公設公営方式

①従来方式（図-4.12 参照）

- 従来から行われてきた事業手法であり、施設の計画、調査、設計から財源確保、建設、運営まで自治体が主体で行う。
- 設計・建設は仕様発注により民間業者が委託・請負により行う。
- 施設等を自治体が所有し、運営管理は直営とするが、施設等の運転・維持管理を民間業者へ外部委託する。

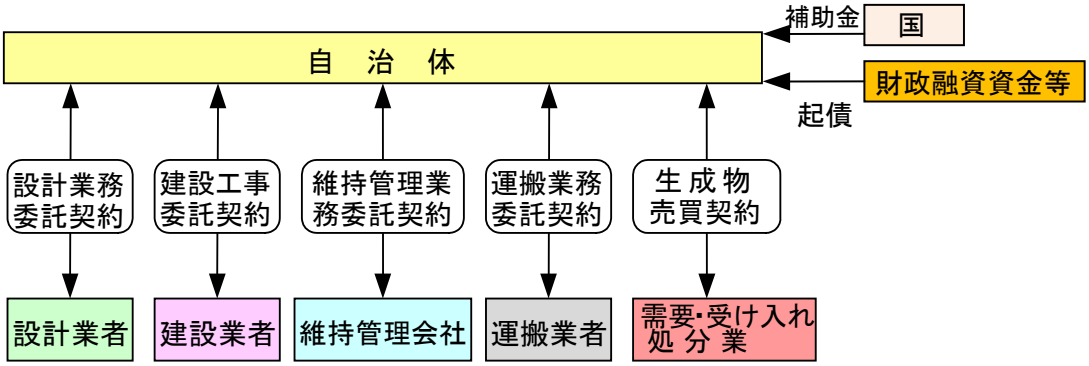


図-4.12　契約スキーム

②ＤＢ方式（Design Build）（図-4.13 参照）

- ①と同様に、施設の計画、調査、設計から財源確保、建設、運営まで自治体が主体で行う。
- ただし、設計・建設は一括して発注（性能発注）される。これにより、設計・建設工程での民間のノウハウを活用でき、コスト縮減や高度な技術提案が可能となる。
- 施設等を自治体が所有し、運営管理は直営とするが、施設等の運転・維持管理を業者へ外部委託する。

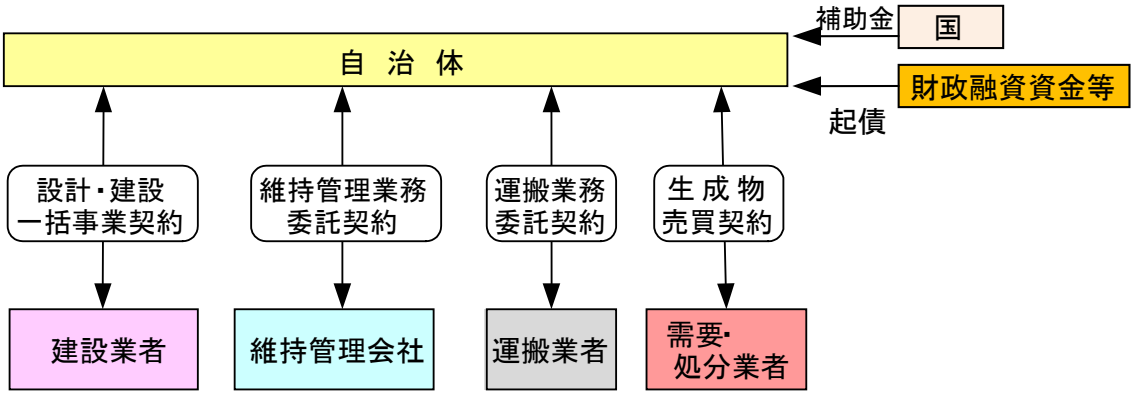


図-4.13　契約スキーム

２）公設民営方式

①ＤＢＯ方式（Design Build Operate）（図-4.14 参照）

- 自治体が資金調達し、施設は自治体が所有するが、民間会社に施設の設計・建設・運用・維持管理等、一切の業務運営を一括して発注し、事業全体への責任を負わせる。
- 維持管理契約年数は長期一括契約となる（生成物の処分も含む）。維持管理費用等は単年度ごとに精算。単価等は、単年又は数年ごとに見直しする場合がある。
- SPC（特別目的会社）の管理は行政が行うが、SPC の設立は必ずしも条件とはならず、行政自らが維持管理業者、運営業者と契約する場合もある。

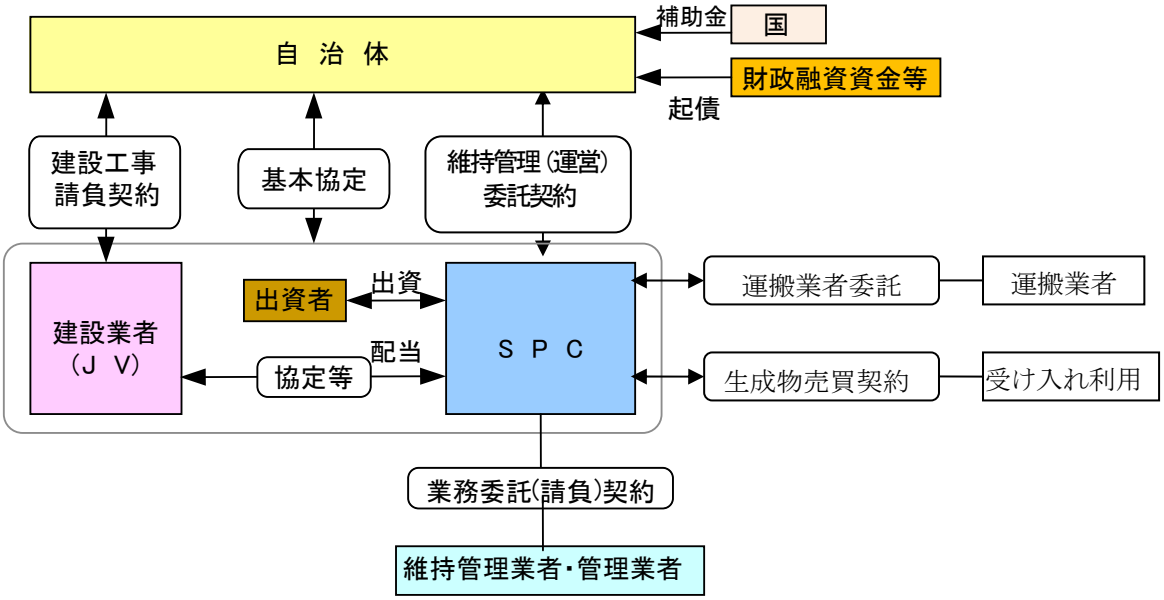


図-4.14　契約スキーム

３）民設民営方式（ＰＦＩ方式：Private Finance Initiative）（図-4.15 参照）

- 落札事業者（建設業者、維持管理業者、生成物処分業者等）がＳＰＣ（特別目的会社）を立ち上げ、資金調達（補助金控除分以外）から、施設の設計、建設、維持管理・運営の事業一式を行う。
- ＰＦＩは、施設の所有権の違いによりＢＴＯ、ＢＯＴ、及びＢＯＯの３方式に分類される。（表-4.13 参照）
- これら３方式のうち、事業期間中における施設の所有権及び事業期間終了時の施設の移管条件から、一般的にはＢＴＯとＢＯＴの２つの方式が採用されている。ただし、ＢＯＴの場合は民間企業が施設所有者となるため、不動産取得税、固定資産税、都市計画税等の資産課税が課せられることから、ＢＴＯの採用事例が多くなっている。
- ＰＦＩでは、行政の関与度合によって、独立採算型、サービス購入型、ジョイ

ントベンチャー型の 3 つのタイプに事業形態が分けられ（**表-4.14** 参照）、燃料化事業を実施する場合は、「サービス購入型」に該当する。

- 民間資金等の活用による公共施設等の整備等の促進に関する法律（ＰＦＩ法）により事業実施に係る項目が規定されており、同法に準じて事業を進める必要がある。（**図-4.16 参照**）

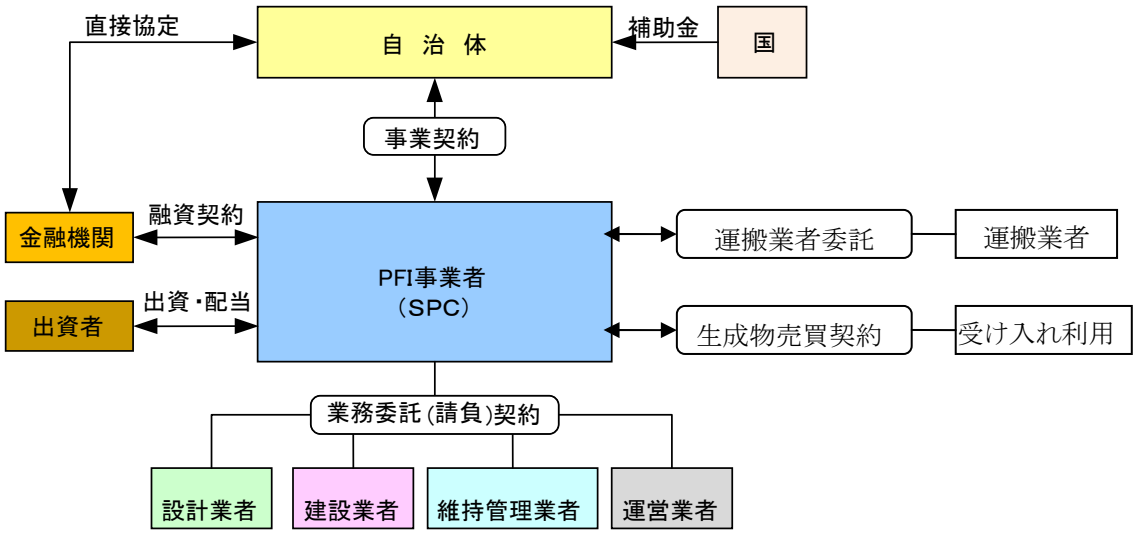


図-4.15　契約スキーム

表-4.13　ＰＦＩ方式の概要

事業方式	概　　要
BTO (Build Transfer Operate) 建設－譲渡－運営	民間事業者が自ら資金を調達し、施設を建設(Build)し、その所有権を公共に移転(Transfer)し、その代わり一定期間(数 10 年)管理・運営(Operate)する権利を得る。
BOT (Build Operate Transfer) 建設－運営－譲渡	民間事業者が自ら資金を調達し、施設を建設(Build)し、一定期間(数 10 年)管理・運営(Operate)を行い、資金回収後、公共に施設を移転(Transfer)する。
BOO (Build Own Operate) 建設－所有－運営	民間事業者が自ら資金を調達し、施設を建設(Build)、所有権は公共へ移転せず事業者が所有する(Own)。一定期間(数 10 年)管理・運営(Operate)を行い、事業終了後の施設解体・撤去は事業者が行う。

表-4.14　ＰＦＩの事業形態

類型	サービス購入型（提供型）	ジョイントベンチャー型	独立採算型（自立型）
概要	◆民間が施設の建設・運営を行い、公共に対しサービスを提供すること等により、コストは主として公共からの収入によって回収する。	◆官民双方の資金を用いて施設の整備を行い、運営は民間が主導する。 ◆権利調整等のプロセスを要するものに適用されることが多く、ほかの2種類よりも事業の着手期間、投資回収期間が長い。	◆公共から事業許可を受けた民間が施設の整備・運営を行うという期限付きの民営化事業。 ◆民間がリスクを全面的に負い、事業コストについては利用料金等により回収する。
公共の関与	◆公共がサービス提供の対価としてサービス料を支払う。	◆補助金等の付与を中心とした公的支援措置。	◆公共の負担は基本的にない。

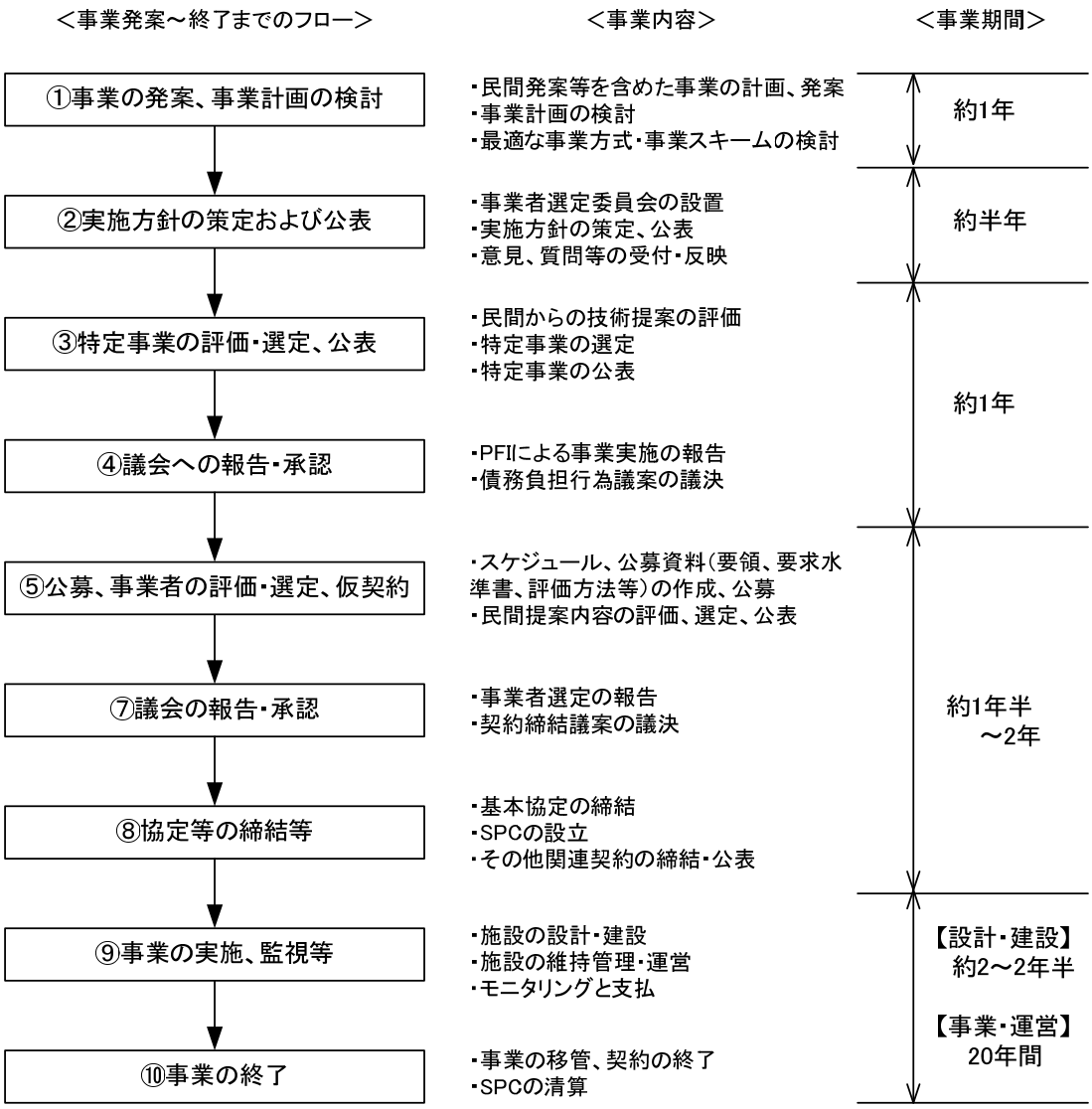


図-4.16　PFI 事業のフロー（例）

出典：PFI 事業実施プロセスに関するガイドライン（内閣府）をベースに一部加工

以上より、各事業方式の特徴・役割分担を整理したものを**参考資料－５（資料５－１）**に示す。また、要求水準書に記載する内容の例を**参考資料－５（資料５－２**及び**資料５－３）**に示す。

なお、参考として DBO 式に関する二つの入札方式(総合評価一般競争入札と公募型プロポーザル方式)について**表-4.15** に整理した。

表-4.15　【参考】総合評価一般競争入札と公募型プロポーザル方式の比較

	総合評価一般競争入札	公募型プロポーザル方式
入札方式	競争入札	随意契約
契約書(案)の作成	○入札前には発注者側より提示 ●入札前に数カ月間の作成期間が必要	○公募前に条件規定書という形で骨格のみを提示
事業者の選定	○評価の基準が明確で、対外的な説明が容易 ●最も優れた提案を採用できるとは限らない。	○価格に関わらず、最も優れた提案を採用することができる。 ●審査基準をより明確に示す必要がある。
契約交渉	○基本的に不要、詳細部分の調整のみ	●契約交渉が必要で、3か月から数か月を要する。 ●契約交渉が整わない可能性がある。
内容の変更	●基本的に契約書(案)文の変更は行わない。	○提案内容に応じ契約内容を定める。
適している案件	事業者の提案に係る部分が少なく、発注者が求める事業の内容、サービス水準が決まっている案件	事業者の提案に係る部分が多く、予め発注者が条件規定書の詳細を決定できない案件

○有利な点　　●不利な点

出典：「下水道事業における調達方法に関する検討会報告書」平成２０年９月　国土交通省都市・地域整備局下水道部　社団法人下水道協会

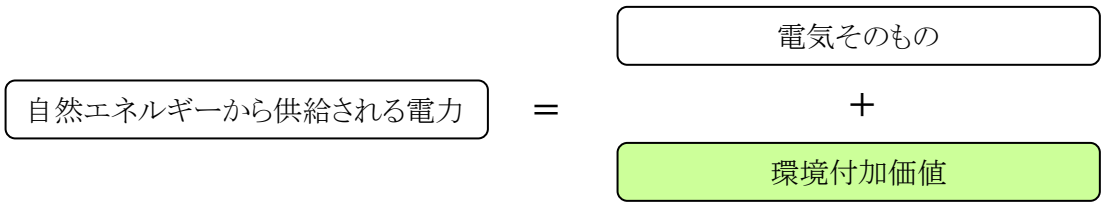
（２）各種制度

参考としてグリーン電力認証制度及びオフセット・クレジット（J-VER）制度について以下に示す。

【参考】　グリーン電力認証（図-4.17 参照）

これまで日本において供給される電力は、火力・水力・原子力等のエネルギーにより発電されてきた。しかし、近年、国民の環境意識が益々高まる中、CO_2 の排出による地球温暖化が懸念されるようになり、これらの既存エネルギー源の代替として、風力や太陽光等、自然由来で再生可能なエネルギーで発電した電力（グリーン電力）の重要性が高まっている。日本におけるグリーン電力としては、北海道グリーンファンドによる「グリーン電力料金制度」、電力会社による「グリーン電力基金」、日本自然エネルギー株式会社等による「グリーン電力証書」が行われている。このうち「グリーン電力証書」は、第三者機関であるグリーンエネルギー認証センターによって認証が行われている。これについて、以下に概要を述べる。

グリーン電力証書とは、風力、水力、バイオマス（生物資源）等の自然エネルギーにより発電された電力を、 企業等の需要側が自主的な環境対策のひとつとして利用できるようにする仕組みである。風力やバイオマス等の自然エネルギーによる電気は、「電気そのものの価値」のほかに、省エネルギー（化石燃料削減）・CO_2 排出削減等の価値をもっており、これを「環境付加価値」と呼んでいる。



この「環境付加価値」を「電気」と切り離して「証書」という形で取引することを可能にしたのが、「グリーン電力証書」システムである。電力会社から供給される電気に、このシステムを利用して自然エネルギー発電による「環境付加価値」を加えることにより、使用されている電気を自然エネルギーにより発電したグリーン電力とみなすことができる。

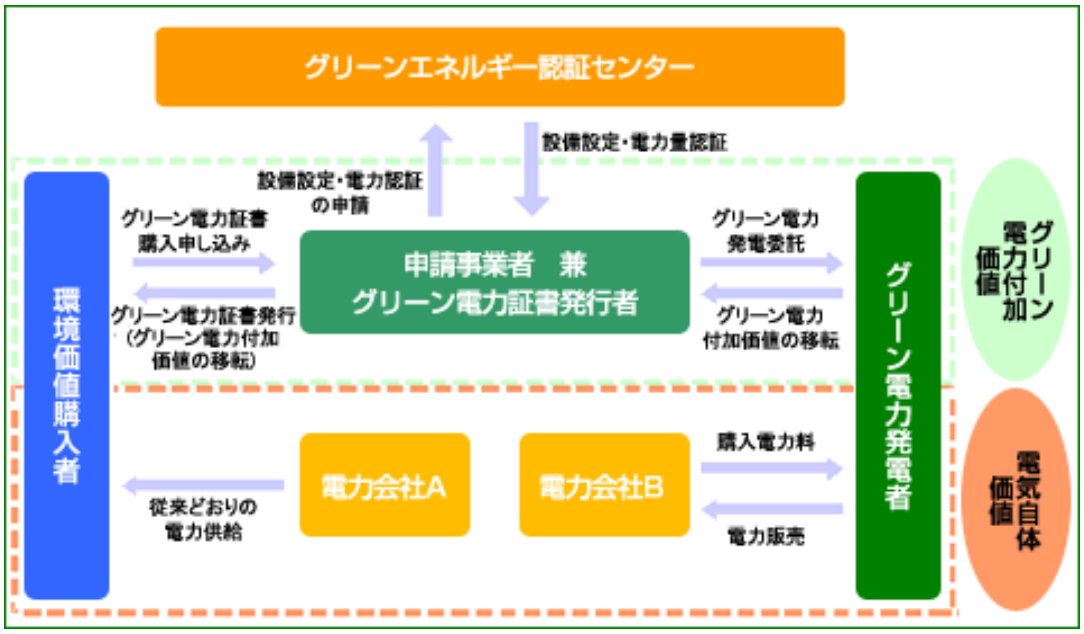


図-4.17　グリーン電力証書システムの概要

出典:グリーンエネルギー認証センターhttp://eneken.ieej.or.jp/greenpower/jp/01index.html

（導入事業者・個人としてのメリット）

○環境付加価値と電気自体を分離して「グリーン電力証書」として取引することで、電力会社のエリアにかかわらず、 最も効率的な自然エネルギーの利用が可能となる。

○グリーン電力証書に記載された電力量を、換算係数を用いて CO_2 の削減量に換算し、自主的な環境対策として活用できる。

○契約と同時に「Green　Power」マークを提供され、パンフレットや HP にマークを入れることにより「グリーン電力証書システム」への参加による環境貢献を対外的に PR できる。また、商品にマークを入れることにより、グリーン電力を活用した工場で作られたという付加価値を PR できる。

○グリーン電力証書に記載された発電実績（kWh）分、自然エネルギーの普及に貢献する社会的責任活動（CSR 活動）の 1 つとして取り組むことができる。例えば、ある企業の本社ビルで 1 年間に使用する電力量が 100 万 kWh とすると、グリーン電力証書 100 万 kWh の保有により、年間 100 万 kWh 分自然エネルギーの普及に貢献し、本社ビルは自然エネルギーにより賄っていると見なせる。

（自然エネルギー発電事業者へのメリット）

○電気自体の売電収入のほかに、環境付加価値の提供による収入が得られ、これらにより設備の運営・増強等が行える。

○「グリーン電力証書システム」を通じて、多くの企業の CO_2 削減、環境改善に貢献できる。

（グリーン電力認証の取得事例）

下水道においては、下水道バイオガス等の再生可能エネルギーによる発電分がグリーン電力として認証されている。以下に、東京都森ヶ崎水再生センターにおける取得事例を示す。

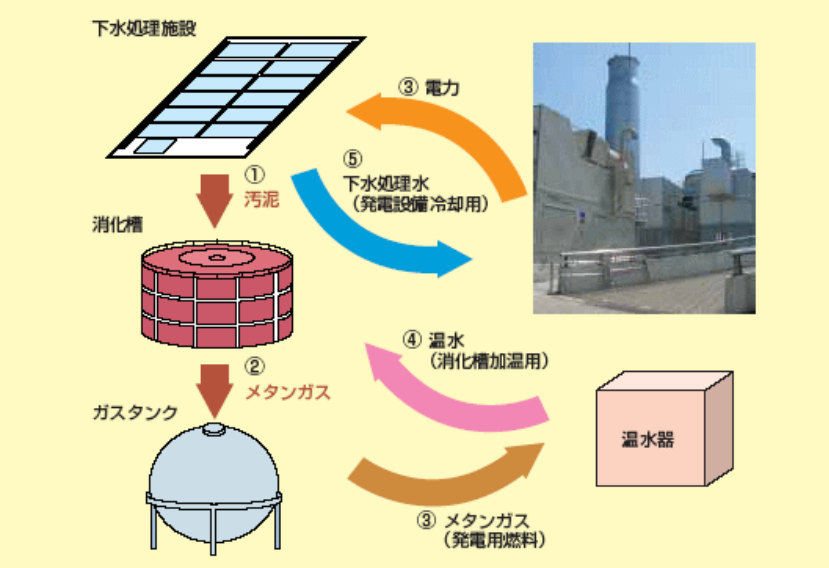
汚泥処理の工程で、汚泥の減量化を図る消化槽があります。この施設では消化により、メタンガスが発生します。このメタンガスを燃料として発電し、その電力を水再生センターで利用しています。

これによって、エネルギーの有効活用、電力コストの縮減、温室効果ガスの排出量の削減を図ることができます。森ヶ崎水再生センターでは PFI 方式により平成 16 年度から実施しています。

また、森ヶ崎水再生センターの発電では自治体として初めて「グリーン電力証書システム」を導入しています。

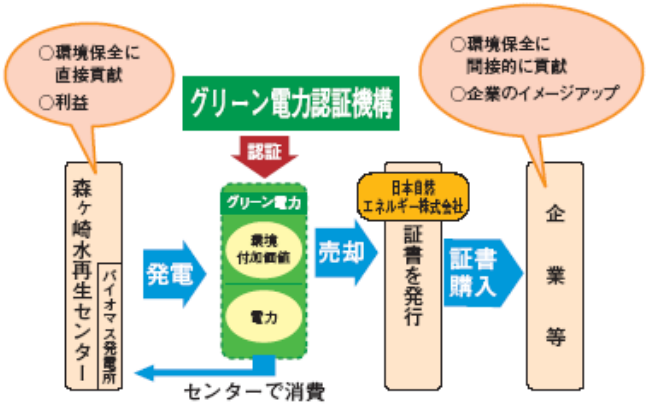
バイオマス発電施設

設置場所	設置場所	稼動	施設規模
森ヶ崎水再生センター	東処理施設内 大田区昭　島 2-5-1	平成 1　年 4 月	消　ガス専焼型ガスエンジン 3，　0kW×



グリーン電力証書システムの活用

森ヶ崎水再生センターで行っているバイオマス発電事業では、グリーン電力証書システムを活用しています。このグリーン電力証書システムとは、グリーン電力によって得られる CO_2 排出量削減等の環境付加価値を取引きするシステムです。 グリーン電力の利用促進に賛同する企業等は証書を購入することにより、環境貢献を社会に向けてアピールすることができます。



出典：東京都下水道局 HP より抜粋

下水道分野での「グリーン電力証書」の認証取得状況は、**表-4.16** に示すとおりである。

表-4.16　グリーン電力証書の認証取得状況（平成 21 年度）

対象発電所	発電期間	認証取得電力量(kWh)
森ヶ崎水再生センター バイオマス発電設備	第1四半期	1,928,000
	第2四半期	5,214,000
	第3四半期	5,021,000
	第4四半期	3,371,000
江別浄化センター バイオガスコージェネ発電設備	第1四半期	139,000
	第2四半期	274,000
	第3四半期	339,000
	第4四半期	595,000
伊勢崎市バイオマスガス発電設備	第1四半期	38,868
	第2四半期	－
	第3四半期	70,184
	第4四半期	－
熊本北部浄化センターバイオマス発電所	第1四半期	－
	第2四半期	293,646
	第3四半期	615,442
	第4四半期	586,969

〈グリーン電力証書の価格について〉

（再生可能エネルギーによる電力）＝（電力価格）＋（環境価値）

として、（環境価値）部分がグリーン電力証書として販売されている。

この環境価値の価格は、電源の種類、契約期間、契約量によって次の傾向がある。

- 電源の種類： 太陽光＞風力＞バイオマス・小水力
- 契約期間　： 長期ほど安い
- 契約料　　： 多いほど安い

大口顧客向けグリーン電力証書の価格は公表されていないが、参考として、ＲＰＳ法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格の調査結果の価格を以下に示す。

（電力価格)+(環境価値)　　H21（単位：円/kWh）

発電形態	加重平均	最高価格	最低価格
風力	10.1	22.5	6.0
太陽光※1	—	12.6	10.6
水力	8.6	14.0	4.0
バイオマス	8.7	16.5	4.0

※1太陽光については、平成21年11月1日以降より「太陽光の新たな買取制度」が開始されたため、「太陽光の新たな買取制度」による買取対象外の太陽光設備について 平成21年11月1日以降の価格を記載し、平成21年4月1日～平成21年10月31日の期間については省略した。

（電力価格）を 3.5 円と考えると、（環境価値）は下記のようになる。H21（単位：円/kWh）

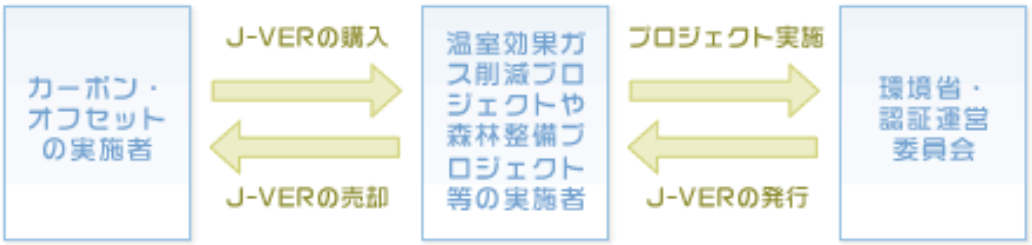
- 風力　　7.6
- 太陽光　　－
- 水力　　5.1
- バイオマス　5.2

出典：RPS 法 http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/top/ugokilink-kakaku.html

【参考】　オフセット・クレジット（J-VER）

オフセット・クレジット（J-VER）制度（以下、本制度）は、温室効果ガス排出削減・吸収に係る自主的な取り組みを通じて、一定の品質が確保され、市場を流通するオフセット・クレジット（J-VER）を発行することを目的としており、これにより、個人、企業、自治体等による主体的なカーボン・オフセットの取り組みを促進するとともに、国内の企業や自治体等における自主的な削減･吸収に係る努力が促進されることが期待される。 オフセット・クレジット（J-VER）制度実施規則は、自主的な温室効果ガス削減取り組みに対して確実で透明性の高いモニタリング・算定、検証のルールを示すとともに、オフセット・クレジット（J-VER：Japan Verified Emission Reduction）の発行・管理に関する枠組を規定するものである。VER（Verified Emission Reduction）には、国内の温室効果ガス排出削減･吸収プロジェクトに基づくものと海外の温室効果ガス排出削減･吸収プロジェクトに基づくものとがあるが、ここでは国内の温室効果ガス排出削減・吸収プロジェクトに基づくものについて規定する。

「オフセット・クレジット(J-VER)」はカーボン・オフセット等に活用が可能で、市場における流通が可能となり、金銭的な価値を持つ。そのため、「オフセット・クレジット(J-VER)」プロジェクトの実施者はこのクレジットを売却することにより、収益を上げることが可能である。そのため、これまで費用的な問題で温室効果ガスの削減を実施できなかった事業者や、管理が必要な森林を多く所有する地方自治体等にとっては、温室効果ガス削減プロジェクトの費用の全部や一部を、「オフセット・クレジット(J-VER)」の売却資金によって賄うことが可能となる。

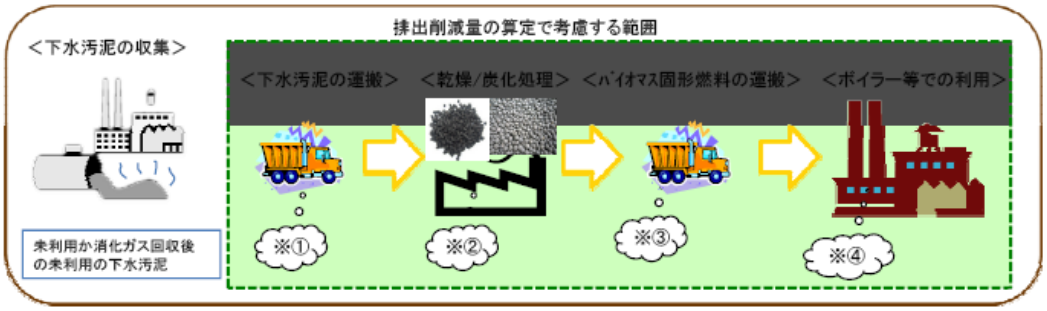


下水汚泥については、「下水汚泥バイオマス固形燃料による化石燃料代替（E005)」、「廃棄物等由来のバイオガスによる、熱及び電力供給のための化石燃料代替（E018）」の方法論が定められており、これらの方法論に基づき、「オフセット・クレジット(J-VER)」プロジェクトとして認証を受けることができる。

下水汚泥バイオマス固形燃料による化石燃料代替（E005）

【プロジェクト概要】
公共下水道終末処理場から発生する汚泥を脱水・造粒乾燥、あるいは炭化させて固形燃料を生成し、石炭ボイラーや石炭火力発電所等の燃焼施設の補助燃料として利用することで、化石燃料の燃焼に伴う温室効果ガスの排出量を削減する

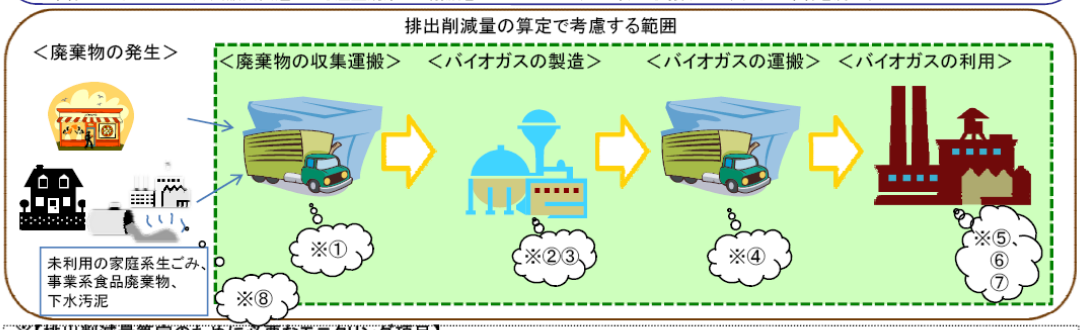
【プロジェクトの適格性基準】
条件1. バイオマス固形燃料の原料は、未利用あるいは消化ガス回収ののち未利用の下水汚泥であること
条件2. バイオマス固形燃料は、炭化固形燃料か乾燥固形燃料のいずれかであること
条件3. 代替の対象となる燃焼施設の燃料は、化石燃料であること
条件4. プロジェクトの採算性がない、又は他の選択肢と比べて採算性が低いこと



※【排出削減量算定のために必要なモニタリング項目】
①下水汚泥の運搬に伴う排出（運搬車両の軽油等消費量又は平均燃費・走行距離）
※県内の運搬に伴う排出は算定対象外としてよい
②下水汚泥の造粒乾燥／炭化処理に伴う排出（乾燥・炭化工程で使用される化石燃料・電力等消費量）
③バイオマス固形燃料の運搬に伴う排出（①と同様）
④代替される化石燃料の燃焼に伴う排出（ボイラーで消費されたバイオマス固形燃料の重量・含水率・単位発熱量）

廃棄物由来のバイオガスによる、熱および電力供給のための化石燃料代替

【プロジェクト概要】
廃棄物由来のバイオガスを利用する熱供給または発電、またはコジェネレーション設備によって、熱および電力の一方またはその両方の供給のための化石燃料使用を代替するプロジェクト
【プロジェクトの適格性基準】
条件1. バイオガスを利用する熱供給または発電またはコジェネレーションの新規導入により熱および電力の一方、またはその双方の供給のための化石燃料使用が削減されること
条件2. バイオガスの原料は、以下の国内における未利用の廃棄物
1)一般家庭から発生する生ごみ等、2)事業者から発生する食品廃棄物、3)下水汚泥、4）排水
条件3. バイオガスの原料が、屋外等密閉されていない場所で、6ヶ月以上保管、貯留がされないこと
条件4. メタンガスの大気放出回避による温室効果ガス削減をJ-VERプロジェクトに含める場合には、以下の条件を満たすこと



※【排出削減量算定のために必要なモニタリング項目】
①原材料となる廃棄物の収集運搬に伴う運搬車両の化石燃料消費量（または平均燃費・走行距離、トンキロ等）
②バイオガスを生成する過程で用いられる化石燃料や電力の消費量
③漏洩によるバイオガスの放出量
④バイオガスの利用場所までの運搬に伴う運搬車両の化石燃料消費量（または平均燃費・走行距離、トンキロ等）
⑤バイオガス利用設備から生成された熱量（またはバイオガス利用量）
⑥バイオガス利用設備から発電された電力量（またはバイオガス利用量）
⑦バイオガス利用設備で使用される化石燃料消費量
⑧未焼却のまま埋め立てられる下水汚泥量

出典：気候変動対策認証センター　ホームページ http://www.4cj.org/jver/about_jver.html

＜方法論No.E005　Ver.3.0＞

<table>
<tr><th colspan="2">「下水汚泥由来バイオマス固形燃料による化石燃料代替」（概要・適格性基準）</th></tr>
<tr><td>プロジェクト概要</td><td>ボイラや火力発電等の燃焼施設で使用する化石燃料の一部を、下水汚泥を原料とするバイオマス固形燃料で代替するプロジェクトであり、適格性基準１～４をすべて満たすもの。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">適格性基準</td><td>条件１：バイオマス固形燃料の原料は、未利用あるいはバイオガス回収ののち未利用の下水汚泥であること。</td></tr>
<tr><td>条件２：バイオマス固形燃料は、下記のいずれかであること。
・ 炭化固形燃料
・ 乾燥固形燃料（油温減圧乾燥、造粒乾燥等）</td></tr>
<tr><td>条件３：代替の対象となる燃焼施設の燃料は、化石燃料であること。</td></tr>
<tr><td>条件４：プロジェクトの採算性がない、又はほかの選択肢と比べて採算性が低いこと。例えば、以下の条件のいずれかを満たすこと。
（１） ①バイオマス固形燃料利用経費 ＞ ②化石燃料利用経費1
＜計算例＞
① バイオマス固形燃料利用経費[円/kJ] ＝ バイオマス固形燃料価格[円/kg] ÷ バイオマス固形燃料単位発熱量[kJ/kg]
② 化石燃料利用経費[円/kJ] = 化石燃料価格[円/L] ÷ 化石燃料単位発熱量[kJ/L]
（２） 投資回収年数が3年以上2
＜計算例＞
$$投資回収年数 = \frac{①設備投資費用}{②年間収入－③年間運転費用}$$
① ボイラ等設備購入費[円]－補助額[円]
② 年間バイオマス固形燃料消費量[kJ/年]×（化石燃料購入単価[円/kJ]－バイオマス固形燃料購入単価[円/kJ]）
③ 人件費[円/年]等
（３） ①ﾊﾞｲｵﾏｽ固形燃料販売単価 ＜ ②ﾊﾞｲｵﾏｽ固形燃料製造単価
＜計算例＞
① バイオマス固形燃料販売単価[円/t]：ボイラ導入事業者へのバイオマス固形燃料販売単価
② バイオマス固形燃料製造単価[円/t]：原料搬出・運搬経費、製造施設運転経費、固形燃料運搬経費 等（①においてボイラ導入事業者がバイオマス固形燃料を購入するまでの過程において発生する経費に限る）</td></tr>
</table>

1 化石燃料及びバイオマス固形燃料の価格は、原則として、ボイラ等の導入・改修等を決定した時点又はバイオマス固形燃料の利用を開始した時点における値を用いること。
2 例えばバイオマス燃料の製造事業者が「汚泥処理委託費」を受け取っている場合には、②年間収入にバイオマス固形燃料の販売収入だけではなく、「汚泥処理委託費」を含めること。(3)の②バイオマス固形燃料製造単価の計算においては、「汚泥処理委託費」を控除すること。

出典:気候変動対策認証センター　ホームページ http://www.4cj.org/jver/about_jver.html

＜方法論No.E018　Ver.2.0＞

「廃棄物等由来のバイオガスによる、熱及び電力供給のための化石燃料代替」 （概要･適格性基準）	
プロジェクト概要	廃棄物由来のバイオガスを利用する熱供給又は発電、又はコジェネレーション設備によって、熱及び電力の一方又はその両方の供給のための化石燃料使用を代替するプロジェクトであり、適格性基準1～3及び5をすべて満たすもの。又は、メタンガスの大気放出回避による温室効果ガス削減をプロジェクトに含める場合には、適格性基準1～5のすべてを満たすもの。
適格性基準	条件1:バイオガスを利用する熱供給又は発電又はコジェネレーションの新規導入により熱及び電力の一方、又はその双方の供給のための化石燃料使用が削減されること。
	条件2:バイオガスの原料は、以下の国内における未利用の廃棄物等であること[1]。 1)一般家庭から排出される生ごみ等、 2)事業所から排出される食品廃棄物 、3)下水汚泥、 4)排水[2]
	条件3:バイオガスの原料が、屋外等密閉されていない場所で、6ヶ月以上保管、貯留がされないこと。
	条件4:メタンガスの大気放出回避による温室効果ガス削減をJ-VERプロジェクトに含める場合には、以下の条件を満たすこと。 1)下水汚泥から発生するメタンガスの大気放出回避の場合 ・ プロジェクトの実施前には、下水汚泥が利用されることなく、未焼却のまま埋め立てられ、メタンガスが発生していること 2)排水処理工程から発生するメタンガスの大気放出回避の場合 ・ プロジェクトの実施前には、排水が嫌気性処理され、その工程から発生したメタンガスが未利用あるいは未焼却のまま、大気中に放出されていること

出典:気候変動対策認証センター　ホームページ http://www.4cj.org/jver/about_jver.html

<table>
<tr><td>適格性基準</td><td>条件５：プロジェクトの採算性がない、又はほかの選択肢と比べて採算性が低いこと。例えば、以下の条件のいずれかを満たすこと。
（１） ①バイオガス利用経費 ＞ ②化石燃料利用経費
又は系統電力利用経費[3]

＜計算例１＞
① バイオガス利用経費[円/kJまたはMWh]
＝ バイオガス価格[円/kg]
÷ バイオガス単位発熱量[kJ/kg]またはバイオマス単位発電量[kWh/kg]
② 化石燃料[円/kJ]または電力利用経費[円/kWh] = 化石燃料価格[円/L]
÷ 化石燃料単位発熱量[kJ/L]または系統電力購入価格[円/kWh]

（２） 投資回収年数が3年以上2

＜計算例＞
投資回収年数 = ①設備投資費用 ／ ②年間収入－③年間運転費用
① ボイラ等設備購入費[円]－補助額[円]
② 年間バイオガス消費量[kJ/年]×（化石燃料購入単価[円/kJ]－バイオガス購入単価[円/kJ]）
③ 人件費[円/年]等

（３）①バイオガス販売単価 ＜ ②バイオガス製造単価

＜計算例＞
① バイオガス販売単価[円/t]：バイオガス利用者への販売単価
② バイオガス製造単価[円/t]：原料収集・運搬経費、ガス化施設運転経費、ガス供給経費 等（①においてバイオガス利用者がバイオガスを購入するまでの過程において発生する経費に限る）</td></tr>
<tr><td>備　考</td><td>・取引されるオフセット・クレジット（J-VER）に相当する電力量が、ほかの制度（電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法:RPS法や、グリーンエネルギー認証制度等）における環境に係る付加価値と重複する場合には、これを控除すること。
・上記のほか、ほかの関係法令についても遵守すること</td></tr>
</table>

1 未利用であることを証明するのが困難な場合には、プロジェクトで使用するバイオガス原料と同じ種類の原料が、実施地域において十分余剰があることを書面等で証明する方法も認められる場合がある。

2 本方法論において排水とは、日本国温室効果ガスガスインベントリ報告書(2010 年 4 月)の「8.3. 排水の処理(6.B.)」における分類をふまえ、水質汚濁防止法や下水道法等に基づき工場等で処理される産業排水、並びに生活・商業排水を指す。

3 化石燃料及びバイオガスの価格は、原則として、ボイラの導入・改修等を決定した時点又は未利用木質バイオマスの利用を開始した時点における値を用いること。

出典:気候変動対策認証センター ホームページ http://www.4cj.org/jver/about_jver.html

（３）補助制度

バイオマス、新エネルギーに関する補助（支援）制度の例について**表-4.17** に示す。また、各制度の目的や主な事業内容、補助率等の概要については**参考資料－５（資料５－４）**に整理した。

表-4.17　バイオマス、新エネルギーに関する補助（支援）制度の例

関連省庁	支援制度名	主な支援対策		備考
		地方自治体	民間、NPO	
経済産業省	地域新エネルギー・省エネルギービジョン策定等事業（NEDO）	○		
	地域新エネルギー導入促進事業（NEDO）	○		
	新エネルギー・省エネルギー非営利活動促進事業（NEDO）		○	
	新エネルギー事業者支援対策事業（NEDO）		○	
	地域バイオマス熱利用フィールドテスト事業（NEDO）	○	○	
	新エネルギーベンチャー技術革新事業（NEDO）		○	
	戦略的次世代バイオマスエネルギー利用技術開発事業		○	
農林水産省	地域バイオマス利活用交付金	○	○	
	広域連携等バイオマス利活用推進事業		○	
	強い農業づくり交付金	○	○	
	施設園芸脱石油イノベーション推進事業		○	
	農村振興総合整備事業	○		
	村づくり交付金	○		
	農山漁村活性化プロジェクト支援交付金	○	○*	*第三セクター、PFI事業者等
	農業集落排水資源循環統合補助事業	○		
	畑地帯総合整備事業	○		
国土交通省	環境共生住宅市街地モデル事業	○	○	
	新世代下水道支援事業	○		
	民間活用型地球温暖化対策下水道事業制度	○	○	
環境省	地方公共団体対策技術率先導入事業	○		
	地球温暖化対策技術開発事業		○	
	循環型社会形成推進交付金	○		
	廃棄物処理施設における温暖化対策事業		○	

出典：バイオマス関連補助制度等活用ガイドブック2010（北陸地域バイオマス・ニッポン推進連絡協議会）に加筆

（４）法制度

エネルギー化技術に関する主な法令として以下の法令や政令が挙げられる。なお、エネルギー化技術導入の手続きに関する主な法律については、対象となる施設や内容等を**参考資料－５（資料５－５）**に整理した。

（事業の推進に関する主な法律）

① バイオマス活用推進基本法
② 地球温暖化対策推進法
③ エネルギーの使用の合理化に関する法律（省エネ法）
④ 電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS 法）
⑤ エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律
⑥ 食品循環資源の再生利用等の促進に関する法律（食品リサイクル法）
⑦ 民間資金等の活用による公共施設等の整備等の促進に関する法律（PFI 法）

（エネルギー化技術導入時の手続きに関する主な法律）

・下水道法
・都市計画法
・水質汚濁防止法
・廃棄物の処理及び清掃に関する法律
・大気汚染防止法
・悪臭防止法
・騒音規制法
・振動規制法
・消防法
・危険物の規制に関する政令
・電気事業法
・建築基準法
・ガス事業法
・高圧ガス保安法
・労働安全衛生法
・労働基準法

4-5. 温室効果ガス削減効果の算定

エネルギー化技術の導入による温室効果ガス削減効果は、従来の処理方式と比較すると共に、エネルギー化技術の製品利用により削減される温室効果ガス量も含めて算定する。

【解　説】

（１）温室効果ガスの排出源

下水汚泥は、カーボンニュートラルなエネルギー資源であり、低炭素社会の構築に向けて大きな役割を果たすことが期待されている。

下水道における温室効果ガスの排出は、施設建設時、施設運転時及び廃棄時に大別される。処理場・ポンプ場施設では温室効果ガス排出の割合は施設運転時が主要な範囲であること、施設建設時・廃棄時は、温室効果ガス排出量の正確な把握及びコントロールが現時点では困難であることから、下水道温暖化防止計画※１における算定範囲は、建設時及び廃棄時は対象外とし、施設運転時における次の温室効果ガス排出及び削減を対象としている。

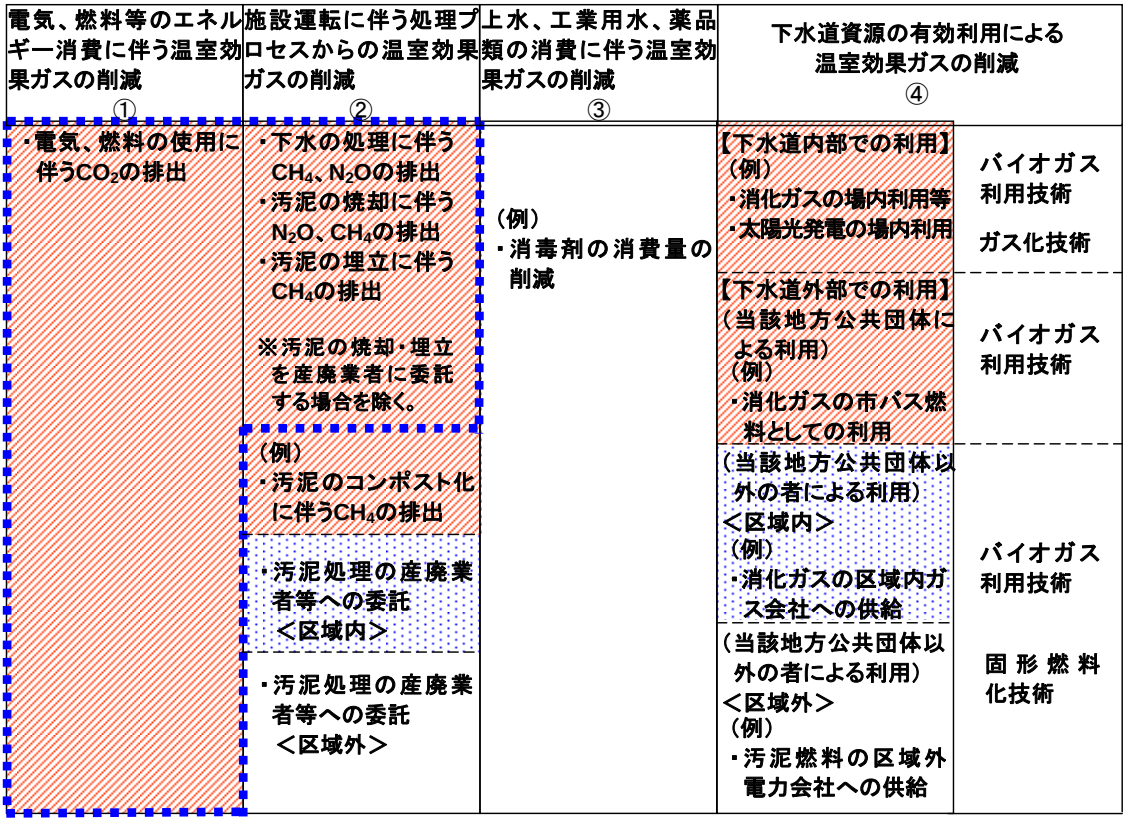
① 電気、燃料（石油、ガス）等のエネルギー消費に伴う排出
② 施設の運転に伴う各処理プロセスからの排出
③ 上水、工業用水、薬品類の消費に伴う排出
④ 下水道資源の有効利用による排出量の削減

これら温室効果ガス排出源に対する下水道温暖化防止計画で対象とすべき排出源の範囲と算定・報告・公表制度及び地方公共団体実行計画※２において対象とすべき排出源の範囲は次頁のとおりである。

エネルギー化技術では、他事業との連携によって温室効果ガスの抑制対策となる技術もあり、下水道温暖化防止計画で対象としている範囲と同様に、社会全体で見て温室効果ガスの総排出量を減じる効果があるものとして、製品の有効利用により削減される温室効果ガス量も含めて算定し、削減効果を評価する。

※１　下水道温暖化防止計画
　下水道における地球温暖化防止推進計画（下水道温暖化防止計画）は、下水道管理者が下水道における温室効果ガスの排出量を削減するための取り組みに関して策定する計画をいう。なお、その一部は地方公共団体実行計画の構成要素となるものである。

※２　地方公共団体実行計画
　地球温暖化対策の推進に関する法律第 20 条の 3 に基づき地方公共団体が定める温室効果ガスの排出の量の削減並びに吸収作用の保全及び強化のための措置に関する計画をいう。



＋ ＋ 下水道温暖化防止計画において位置付けるべき範囲

＋ 地方公共団体実行計画において位置付けるべき範囲
（都道府県、政令市、中核市、特例市）

地方公共団体実行計画において位置付けるべき範囲（上記以外）

算定・報告・公表制度※2の対象

※1 □ は地方公共団体自らの事務及び事業から排出される温室効果ガスの排出抑制対策に直接的に資する取り組みではないが、社会全体で見て温室効果ガスの総排出量を減じる効果がある取り組みであることから、下水道温暖化防止計画に位置付けるもの。また、地方公共団体実行計画に位置付けられることが望ましい。

※2 算定・報告・公表制度
・制度では、「エネルギーの使用の合理化に関する法律（省エネ法）」の対象事業所及び一定以上（ガス別にCO2換算で年間3,000トン以上の排出）の温室効果ガスの排出を行う事業者に対して排出量の算定と報告を義務付けている。

図-4.18【参考図】下水道温暖化防止計画と地方公共団体実行計画の関係

出典：「下水道における地球温暖化防止推進計画策定の手引き 平成21年3月」に一部加筆

（２）温室効果ガス総排出量の算定方法

地球温暖化対策の推進に関する法律では6 種類の温室効果ガスが規定されているが、このうちフロン系ガスについては、地方公共団体実行計画によるものとし、下水道温暖化防止計画では次の 3 種類の温室効果ガスを対象としている。

① 二酸化炭素（CO_2）

② メタン（CH_4）

③ 一酸化二窒素（N_2O）

ただし、生物処理に伴う二酸化炭素、嫌気性消化過程で生成されるメタンの燃焼に伴う二酸化炭素、汚泥焼却に伴う二酸化炭素等、生物起源の二酸化炭素は対象としない。

固形燃料化技術における算定対象を**表-4.18** に、ガス化技術における算定対象を**表-4.19** に、バイオガス利用技術における算定対象を**表-4.20** に示す。また、温室効果ガスの排出係数を**表-4.21** に示す。温室効果ガス排出係数は、「電力」等のように地域や年度において変わるものもあるので留意して用いる。

温室効果ガスの排出量は、次の計算式により算定する。

（各温室効果ガスの排出量）=Σ｛（活動の種類ごとの排出量）｝
=Σ｛（活動量）×（排出係数）｝

エネルギー化技術における温室効果ガス排出量の算定対象と、関連する主な排出係数は次頁のとおりである。

①「電気、燃料等のエネルギー消費に伴う排出」は、期間内（通常 1 年間）に使用した電力量、燃料使用量に排出係数を乗じて算定する。

②「施設の運転に伴う各処理プロセスからの排出」は、期間内に処理した脱水汚泥量に排出係数を乗じて算定する。

③「上水、工業用水、薬品類の消費に伴う排出」は、エネルギー化技術での排出量に占める割合は大きくないが、算定する場合は、期間内に使用した量に「下水道における地球温暖化防止推進計画策定の手引き」の排出係数を乗じて算定する。

④「下水道資源の有効利用による排出量の削減」は、エネルギー化技術の製品利用によって、代替する買電電力量や化石燃料消費量が減じるものとして算定する。

上記により算定された対象物質（CO_2、CH_4、N_2O）ごとに、地球温暖化係数を乗じて、その合計値である「総排出量」を求める。

温室効果ガス総排出量（t-CO_2）
＝Σ｛各温室効果ガスの排出量（t）×各温室効果ガスの地球温暖化係数｝

		（地球温暖化係数）	
二酸化炭素	（t-CO_2/年）	× 1	＝温室効果ガス排出量（t-CO_2/年）
メタン	（t-CH_4/年）	× 21	＝温室効果ガス排出量（t-CO_2/年）
一酸化二窒素	（t-N_2O/年）	×310	＝温室効果ガス排出量（t-CO_2/年）

Σ：総排出量

表-4.18　固形燃料化技術における各温室効果ガス排出量の算定対象

温室効果ガスの種類 / 対象とする活動	汚泥炭化技術			汚泥乾燥技術			備考
	CO_2	CH_4	N_2O	CO_2	CH_4	N_2O	
①電気、燃料等のエネルギー消費に伴う排出							
a)他人から供給された電気の使用	○	—	—	○	—	—	
b)他人から供給された熱の使用	(—)	—	—	(—)	—	—	電気、燃料起因の熱
c)燃料の燃焼、燃料の使用							
・A 重油、灯油　等	—	—	—	○	△	△	
・LPG、都市ガス　等	○	△	△	○	△	△	
・木材　等	—	—	—	—	△	△	
・バイオガス	—	—	—	—	—	※	
d)自動車の走行	—	○	○	—	○	○	CO_2 排出は c)の項で算定
②施設の運転に伴う処理プロセスからの排出	—	※	○	—	※	○	
③上水、工業用水、薬品等の消費に伴う排出							
・上水	☆	—	—	☆	—	—	
・薬品(ボイラ用薬品含む)	☆	—	—	☆	—	—	
・熱媒体油　等	—	—	—	☆	—	—	
④下水道資源の有効活用による排出量の削減							削減量として算定
・固形燃料	○	※	※	○	※	※	

凡例　○:対象。　—:該当なし。
△:燃料を燃焼する機関の形式により対象の有無、排出係数が異なる。
(—):通常の下水道事業においては該当なし。
※:発生する可能性があると考えられるが、現段階では排出係数に関する知見が明らかにされていないことより対象外とする。
☆:当該技術での排出量に占める割合が大きくないため、必要に応じて算定する。

表-4.19　ガス化技術における各温室効果ガス排出量の算定対象

温室効果ガスの種類 / 対象とする活動	汚泥ガス化技術			備考
	CO_2	CH_4	N_2O	
①電気、燃料等のエネルギー消費に伴う排出				
a)他人から供給された電気の使用	○	—	—	
b)他人から供給された熱の使用	(—)	—	—	電気、燃料起因の熱
c)燃料の燃焼、燃料の使用				
・都市ガス　等	○	△	△	
d)自動車の走行	—	—	—	CO_2 排出は c)の項で算定
②施設の運転に伴う処理プロセスからの排出	—	※	※	
③上水、工業用水、薬品等の消費に伴う排出				
・薬品	☆	—	—	
④下水道資源の有効活用による排出量の削減				削減量として算定
・発電電力	○	—	—	当該技術内の利用分を除く

凡例:　○:対象。　—:該当なし。
△:燃料を燃焼する機関の形式により対象の有無、排出係数が異なる。
(—):通常の下水道事業においては該当なし。
※:発生する可能性があると考えられるが、現段階では排出係数に関する知見が明らかにされていないことより対象外とする。
☆:当該技術での排出量に占める割合が大きくないため、必要に応じて算定する。

表-4.20　バイオガス利用技術における各温室効果ガス排出量の算定対象

温室効果ガスの種類 / 対象とする活動	バイオガス発電			燃料電池			備考
	CO_2	CH_4	N_2O	CO_2	CH_4	N_2O	
①電気、燃料等のエネルギー消費に伴う排出							
a)他人から供給された電気の使用	○	—	—	○	—	—	
b)他人から供給された熱の使用	(—)	—	—	(—)	—	—	電気、燃料起因の熱
c)燃料の燃焼、燃料の使用							
・A 重油　等	○	△	△	—	—	—	
d)自動車の走行	—	—	—	—	—	—	CO_2 排出は c)の項で算定
②施設の運転に伴う処理プロセスからの排出	—	—	※	—	—	※	
③上水、工業用水、薬品等の消費に伴う排出							
・上水	☆	—	—	☆	—	—	
・薬品(ボイラ用薬品含む)	☆	—	—	☆	—	—	
④下水道資源の有効活用による排出量の削減							削減量として算定
・発電電力	○	—	—	○	—	—	当該技術内の利用分を除く

温室効果ガスの種類 / 対象とする活動	バイオガス自動車燃料			ガス導管直接注入			ガス精製・運搬技術			備考
	CO_2	CH_4	N_2O	CO_2	CH_4	N_2O	CO_2	CH_4	N_2O	
①電気、燃料等のエネルギー消費に伴う排出										
a)他人から供給された電気の使用	○	—	—	○	—	—	○	—	—	
b)他人から供給された熱の使用	(—)	—	—	(—)	—	—	(—)	—	—	電気、燃料起因の熱
c)燃料の燃焼、燃料の使用										
・軽油　等	—	—	—	—	—	—	○	—	—	
d)自動車の走行	—	—	—	—	—	—	—	○	○	CO_2 排出は c)の項で算定
②施設の運転に伴う処理プロセスからの排出	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
③上水、工業用水、薬品等の消費に伴う排出										
・付臭ガス、熱量調整ガス　等	☆	—	—	☆	—	—	☆	—	—	
④下水道資源の有効活用による排出量の削減										削減量として算定
・精製バイオガス	○	—	※	○	—	※	○	—	※	

凡例　○:対象。　—:該当なし。
△:燃料を燃焼する機関の形式により対象の有無、排出係数が異なる。
(—):通常の下水道事業においては該当なし。
※:発生する可能性があると考えられるが、現段階では排出係数に関する知見が明らかにされていないことより対象外とする。
☆:当該技術での排出量に占める割合が大きくないため、必要に応じて算定する。

表-4.21　温室効果ガスの排出係数

区　分	項　目		単　位	排出係数	備　考
① 電気，燃料(石油，ガス)等のエネルギー消費に伴う排出	電力		$kg-CO_2/kWh$	0.561	注1)
	A重油		$kg-CO_2/L$	2.71	(1)
	一般炭		$kg-CO_2/kg$	2.41	(1)
	プロパン		$kg-CO_2/kg$	3.00	(1)
	ガソリン		$kg-CO_2/L$	2.32	(1)
② 施設の運転に伴う各処理プロセスからの排出 注4)	汚泥の焼却	下水汚泥	$kg-CH_4/wet-t$	0.0097	(1)
			$kg-N_2O/wet-t$	1.11	政令
		高分子・流動炉(通常)	$kg-CH_4/wet-t$	0.0097	(1)
			$kg-N_2O/wet-t$	1.51	算定省令
		高分子・流動炉(高温)	$kg-CH_4/wet-t$	0.0097	(1)
			$kg-N_2O/wet-t$	0.645	算定省令
		高分子・多段炉	$kg-CH_4/wet-t$	0.0097	(1)
			$kg-N_2O/wet-t$	0.882	算定省令
		石灰系	$kg-CH_4/wet-t$	0.0097	(1)
			$kg-N_2O/wet-t$	0.294	算定省令
		その他下水汚泥	$kg-CH_4/wet-t$	0.0097	(1)
			$kg-N_2O/wet-t$	0.882	算定省令
	下水汚泥固形燃料化	汚泥炭化(中温炭化)	$kg-N_2O/wet-t$	0.0092	注2)
		汚泥乾燥(乾燥造粒)	$kg-N_2O/wet-t$	0.0000	注2)
		汚泥乾燥(油温乾燥)	$kg-N_2O/wet-t$	0.0184	注2)
		汚泥乾燥(乾燥[混合焼却])	$kg-N_2O/wet-t$	0.0095	注2) 注3)

出典　(1)「下水道における地球温暖化防止推進計画策定の手引き　平成21年3月」

注1)他人から供給された電気の使用に伴う CO_2 排出係数

電力会社別の排出係数については、算定省令に定める値を下回るものを環境大臣・経済産業大臣において公表することとされており、その値を用いることができる。なお、自らが消費している電気の排出係数がわからない場合等は、政令又は算定省令で定められた値である 0.561 $t-CO_2$/千 kWh(平成 22 年3月改正「算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧」)を一般的に使用できる排出係数として用いることができる。

注2)政令、算定省令にて定められた数値ではなく、実態調査等により算出された数値。当該設備の導入を検討する際に参考として使用し、温室効果ガスの削減効果を算定する。

注3)実態調査を行った設備において、直燃式脱臭炉と蓄熱式脱臭炉の 2 カ所の排ガス出口があり、蓄熱式脱臭炉出口において排出係数が 0$kg-N_2O/wet-t$ であるため、直燃式脱臭炉出口部における排出係数を採用する。ただし、排ガス量の比率は、直燃式脱臭炉:4 割、蓄熱式脱臭炉:6 割となっている。

注4)今後の技術開発により、新たなエネルギー化技術について、排出係数の知見が得られた場合には、その数値を使って温室効果ガス削減効果を算定することができる。

（３）削減効果の算定

固形燃料化技術又はガス化技術では、固形燃料化施設等で消費する電力燃料消費に伴う温室効果ガスの排出と処理プロセスから発生する一酸化二窒素、メタンの排出量がある。このことに加え、利用先における汚泥燃料利用や買電電力量の減少によって化石燃料消費が削減されることにより温室効果ガス排出量を削減する効果が見込まれる。これらの合計として温室効果ガス総排出量（削減量）が算定される。なお、固形燃料化施設等では、施設の運転に伴う一酸化二窒素排出量が汚泥焼却施設に比べ大幅に削減されるので、汚泥焼却施設から、固形燃料化施設に更新する場合等では、従来方式よりも温室効果ガス排出量が削減される効果も見込むことができる。

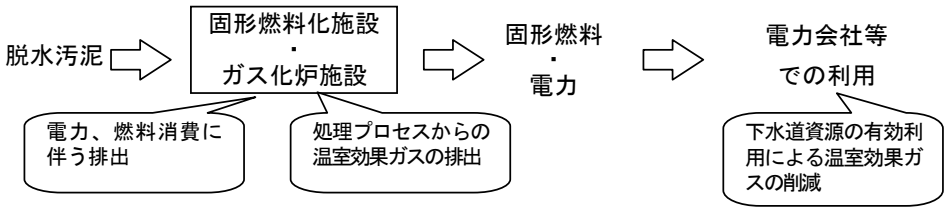


図-4.19　固形燃料化技術・ガス化技術における温室効果ガス排出源

バイオガス利用技術では、バイオガス精製・発電・運搬施設における電力や燃料消費に伴う温室効果ガス排出と、発電電力や精製ガスの利用による温室効果ガス排出量の削減効果との合計として温室効果ガス総排出量（削減量）が算定される。

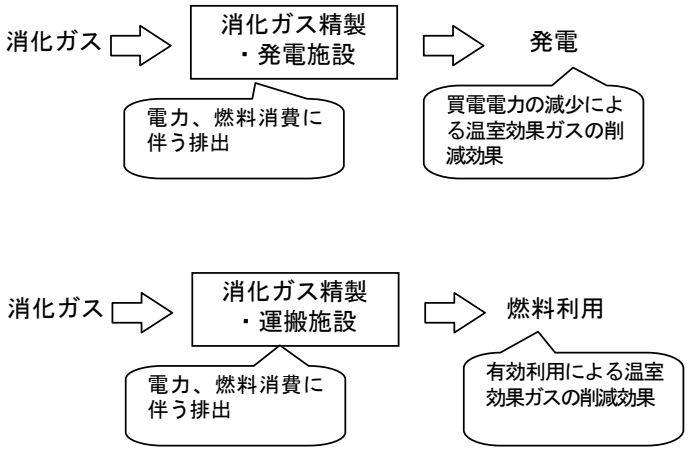


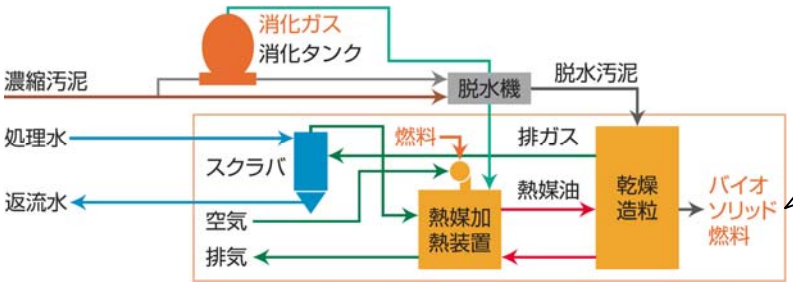
図-4.20　バイオガス利用技術における温室効果ガス排出源

（参考）温室効果ガス削減効果の算定例(LOTUS Project 技術評価書書を参考とした計算例)

【 汚泥の燃料化 （造粒乾燥） 】

＜下水汚泥の乾燥造粒品を製紙工場のボイラー燃料として供給（宮城県）＞

・阿武隈川下流流域・県南浄化センターにおいて、脱水汚泥 50t/日を乾燥造粒し、バイオソリッド燃料を製造。製紙工場のボイラ補助燃料として、バイオソリッド燃料を約 13t/日を供給。



概略フローシート

汚泥から製造された
バイオソリッド燃料

＝削減効果の算定例＝

・脱水汚泥 50 t-wet /日、年間運転 330 日、燃料に A 重油、及びバイオガスを利用した試算

1) 既設焼却炉温室効果ガス排出量

①電気、燃料（石油、ガス）等のエネルギー消費に伴う排出

［燃料の消費］

バイオガスを利用しているため　0 t-CO_2/t-wet

②施設の運転に伴う処理プロセスからの排出

［汚泥の焼却プロセス］

汚泥の焼却（高分子・通常）：0.0000097 t-CH_4/t-wet、0.00151 t-N_2O/t-wet

焼却時の温室効果ガス：0.000097×21＋0.00151×310＝0.47 t-CO_2/t-wet

(50t-wet/日×330 日) t-wet/年× 0.47 t-CO_2/t-wet＝7,755 t-CO_2/年

2) 乾燥造粒した場合の排出量

①電気、燃料（石油、ガス）等のエネルギー消費に伴う排出

［電力消費量］

2,717kWh/日 ×10^{-3}(電力消費量)×330 日×0.555t- CO_2/千 kWh

＝497t- CO_2/年

［燃料の消費］

A 重油使用量

＝(全量 A 重油とした場合の A 重油消費量－バイオガス利用重油換算量)kL/年

＝(1,251kL/年－400kL/年)×2.71t- CO_2/ kL =2,306 t- CO_2/年

②施設の運転に伴う処理プロセスからの排出

［汚泥の乾燥プロセス］：(排ガス中の N_2O 濃度を約 1ppm と仮定)

50,276m^3N/日(排ガス量、wet) ×(100-90vol%(排ガス中の水分))/100

×1ppm(N_2O 濃度)×10^{-6}×(44/22.4)×10^{-3}×310(地球温暖化係数)×330 日=1t- CO_2/年

∴乾燥造粒した場合の総排出量

(497 + 2,306 + 1) t- CO_2/年＝2,804t- CO_2/年

3)乾燥造粒装置導入による温室効果ガス削減量

7,755 t-CO_2/年－2,804 t-CO_2/年＝4,951 t-CO_2/年

＝供給先における効果の算定例＝

1)下水道資源の有効利用による排出量の削減

バイオソリッド燃料：13.64t/日×330 日=4,501t/年を有効利用した場合の試算

発熱量：20.77GJ/t（LOTUS Project 技術評価書より）

バイオソリッド燃料⇒石炭（一般炭：発熱量 26.6GJ/t）換算

4,501t/年×（20.77/26.6）≒3,514 t/年

CO_2排出量（一般炭換算として算定）

3,514 t/年×2.41 t-CO_2/t＝8,468 t-CO_2/年　･･･有効利用による効果

（注：汚泥燃料の燃焼時には CH_4、N_2O 発生がないものと仮定）

2)乾燥造粒装置導入及び供給先における効果を含めた温室効果ガス削減量

(4,951 + 8,468) t- CO_2/年＝13,419t- CO_2/年

4-6. 事業性の検討及び評価

事業性の評価は、下水汚泥エネルギー化施設のイニシャルコストやランニングコスト、環境価値等を算定し、評価する。

【解　説】

下水汚泥エネルギー化施設の事業性検討にあたっては、技術導入に係る費用、技術導入による便益から、導入効果を算定する。

（１）事業費の算定

１)建設費（イニシャルコスト）及び維持管理費（ランニングコスト）

建設費の算定にあたっては、下水汚泥エネルギー化施設の建設に必要な設計費、土木・建築費、機械・電気費等を計上する。また、維持管理費用の算定にあたっては、下水汚泥エネルギー化施設の運転やメンテナンスに必要な管理費、ユーティリティー費、修繕費等を計上する。燃料製品の輸送を要する場合には、輸送費も計上する。

（参考）

（１）固形燃料化施設に関するコストデータ

固形燃料化施設（造粒乾燥、油温減圧乾燥、炭化）を導入している自治体に対し、設備の諸元やコストに関するヒアリング、アンケートを実施した。また、固形燃料化施設の主要メーカーにヒアリングを行った結果についても併せて整理した。図-4.21 及び図-4.22 に結果を示す。

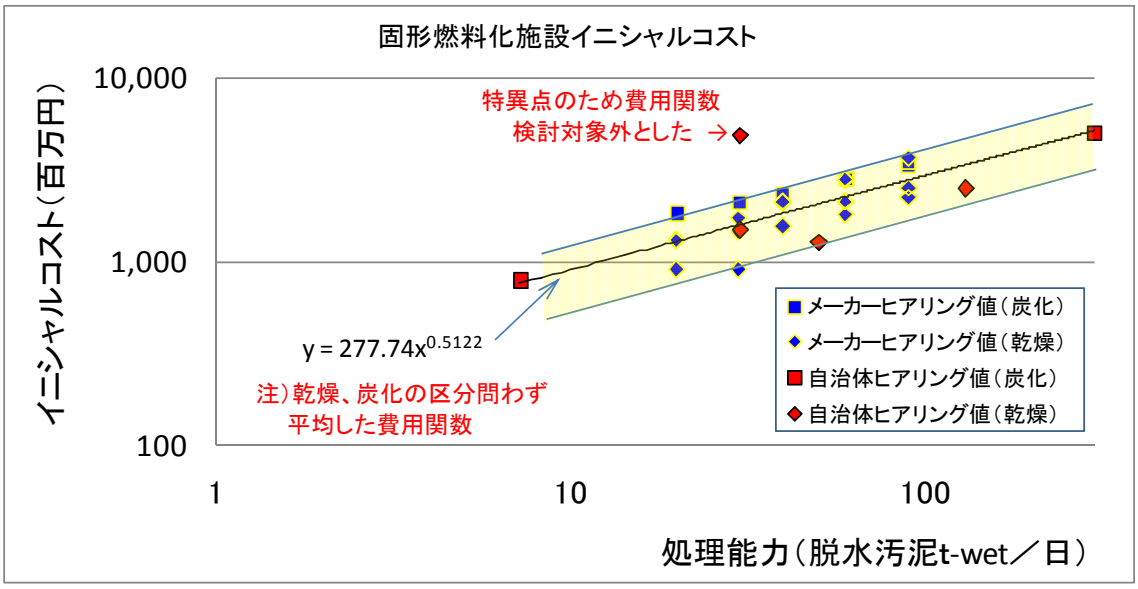


図-4.21【参考図】　脱水汚泥処理能力とイニシャルコスト

注）自治体ヒアリング値は施工年度がH10～20 年度のデータが混在。
デフレーターにより H21 年度値に補正し記載した。

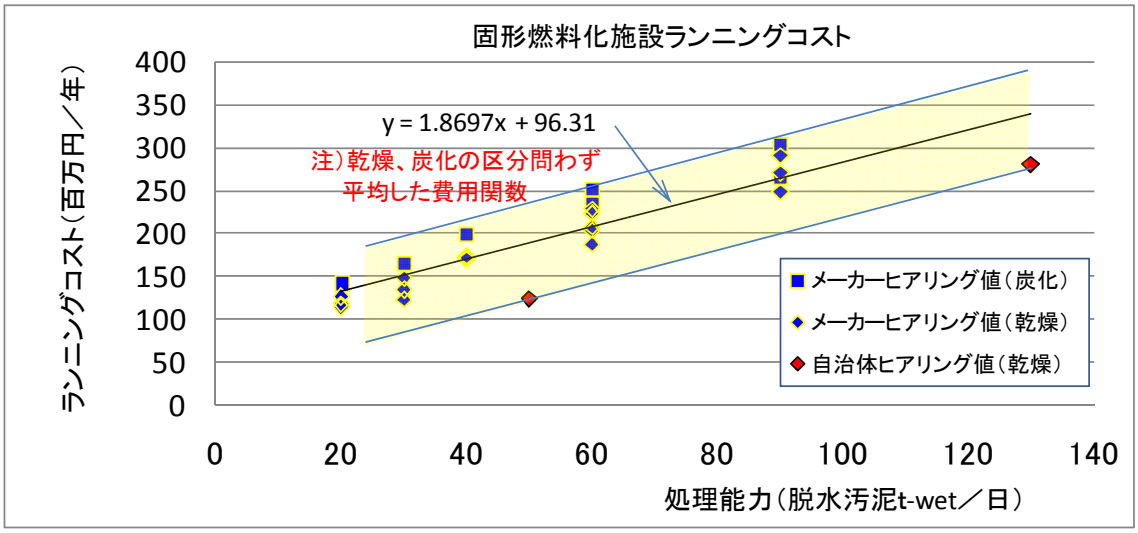


図-4.22【参考図】　脱水汚泥処理能力とランニングコスト

注）自治体ヒアリング値は平成 21 年度の実績

（２）バイオガス利用に関するコストデータ

バイオガス発電（ガスエンジン、ガスタービン、燃料電池)、導管直接注入、都市ガス原料供給を導入している処理場に対し、設備の諸元やコストに関するヒアリング、アンケートを実施した。

1)バイオガス発電

バイオガス発電のアンケート調査を実施し、以下の項目をヒアリングした。

・消化方式、消化槽容量、投入汚泥量、投入汚泥濃度
・バイオガス発生量（年間発生量、各月の発生量)、バイオガスの性状
・発電機の機種、出力、台数
・発電に利用したバイオガス量、総発電量
・設備工事費（機械設備、電気設備、土木施設、建築施設）および施工年度
・維持管理費（点検・補修・改修工事費、ユーティリティ費、運転管理費）について、2000～2010 年の各年度における費用

収集したデータから、以下の条件で設備費と維持管理費を整理した。

- 小型発電機の価格は、近年、見直されてきていることから、100kW 以下の小型発電機が設置されている処理場のデータは除いた。
- 機械設備費、電気設備費工事費の両方の回答があったデータから、総発電規模（発電機が複数の場合は１台当たりの出力×台数とする）と、機械・電気設備費の関係を整理した。(5 章ケーススタディでは、本費用関数を用いて試算を行っているケースがある。アンケートデータでは設備として含まれる機器の詳細が処理場によって異なるため、ケーススタディでは、シロキサン除去設備の費用を別途計上して試算している。)
- 土木、建築設備工事費の両方の回答があったデータから、総発電規模と土木・建築設備費の関係を整理した。
- 維持管理費については、ヒアリングした期間（2000～2010 年度）で耐用年数（15 年)以内で運転されている設備のデータを用い、ヒアリング期間の平均値を算出し、発電規模と維持管理費の関係を整理した。
- 維持管理費については、人件費を除いた金額とした。

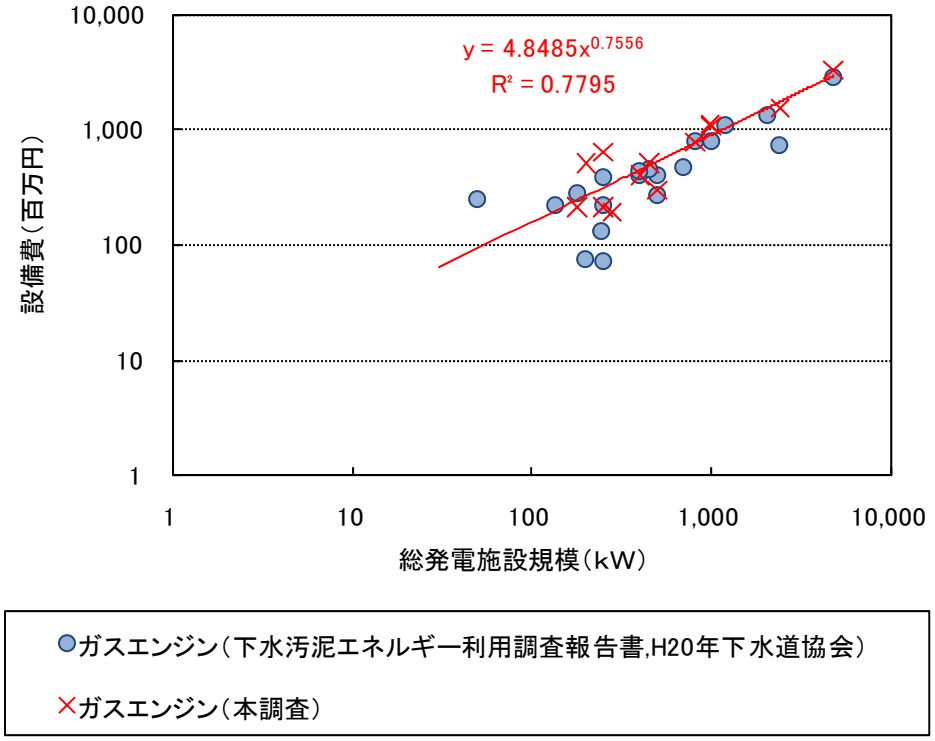


図-4.23【参考図】　バイオガス発電の施設規模と設備費（機械・電気設備費）

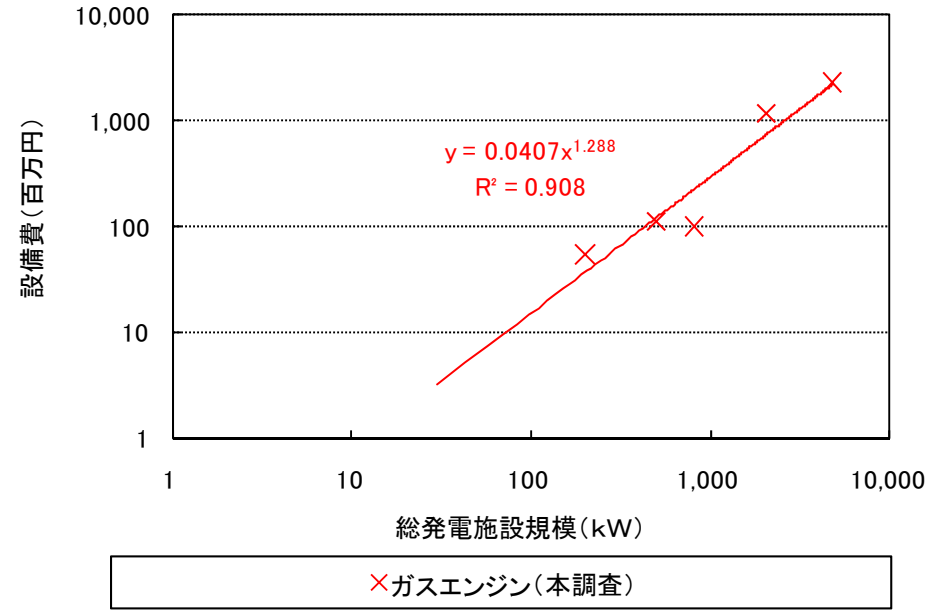


図-4.24【参考図】　バイオガス発電の施設規模と設備費（土木・建築設備費）

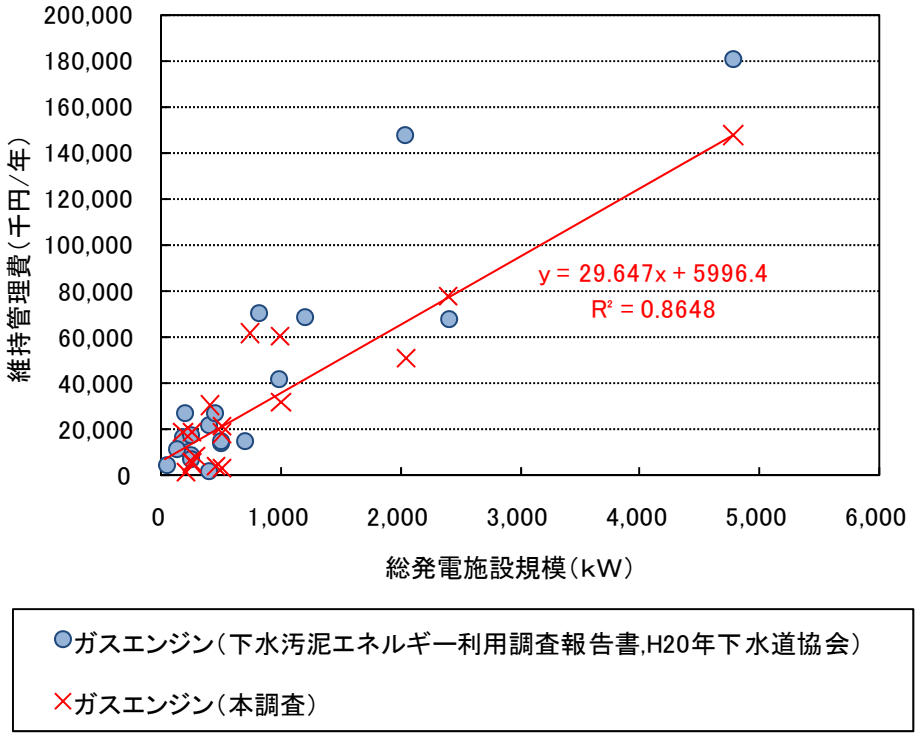


図-4.25【参考図】　バイオガス発電の施設規模と維持管理費

（1995 年以降に設置した設備の維持管理費）

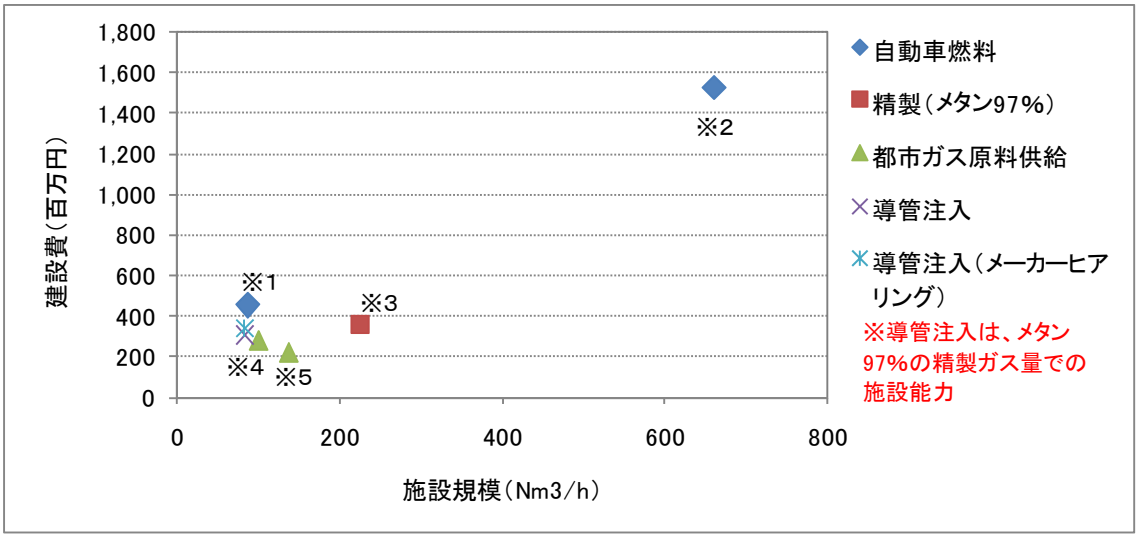
近年では小型で安価な発電機が開発され、その導入事例が増えてきている。そこで、小型の発電機については、メーカーヒアリングより、表-4.22 のように整理した。

表-4.22【参考表】　小型発電機の建設費、維持管理費の例

	出力	効率	建設費	維持管理費
A	25kW	発電効率：32% 総合効率：84%	約 25,000 千円/１台 （発電機、シロキサン除去設備、設備設置費、基礎、電気工事、配管、配電盤工事、据付工事、熱交換器を含む）	約 15,800 千円/15 年
B	25kW	発電効率：35% 総合効率：81～85%（実証試験中）	約 17,000 千円/１台 （発電機、シロキサン除去設備、制御盤、熱回収装置含む、配管、据付工事費は含まない）	約 14,350 千円/15 年

２）バイオガスの都市ガス、燃料利用

バイオガスを都市ガス、燃料として利用している自治体に対し、利用設備の諸元やコストに関するヒアリングを実施した。また、ガス導管直接注入技術においてはメーカーヒアリングを実施した。以下に結果を示す。



※1：脱硫設備（天然ガス化施設）、ガスホルダ、充填設備建設費
　　精製ガス量（メタン97%）：450,000Nm3/年、自動車燃料：600Nm3/年
※2：設計費、機械（精製設備、ガスホルダ、ガス充填設備）、電気、土木、建築を含む
　　消化ガス量：10,000Nm3/日、精製ガス量（メタン97%）：6,000Nm3/日、自動車燃料：1,300Nm3/日
※3：精製設備のみ
※4：機械・電気設備工事費（吸収塔、圧縮機、熱調器）、本設備～ガスホルダー間の導管敷設費を含む
※5：機械設備（精製塔、圧送機、冷却設備）、電気、建築、導管（処理場内250m分）を含む

図-4.26【参考図】　自動車燃料利用、都市ガス原料供給の施設規模と建設費

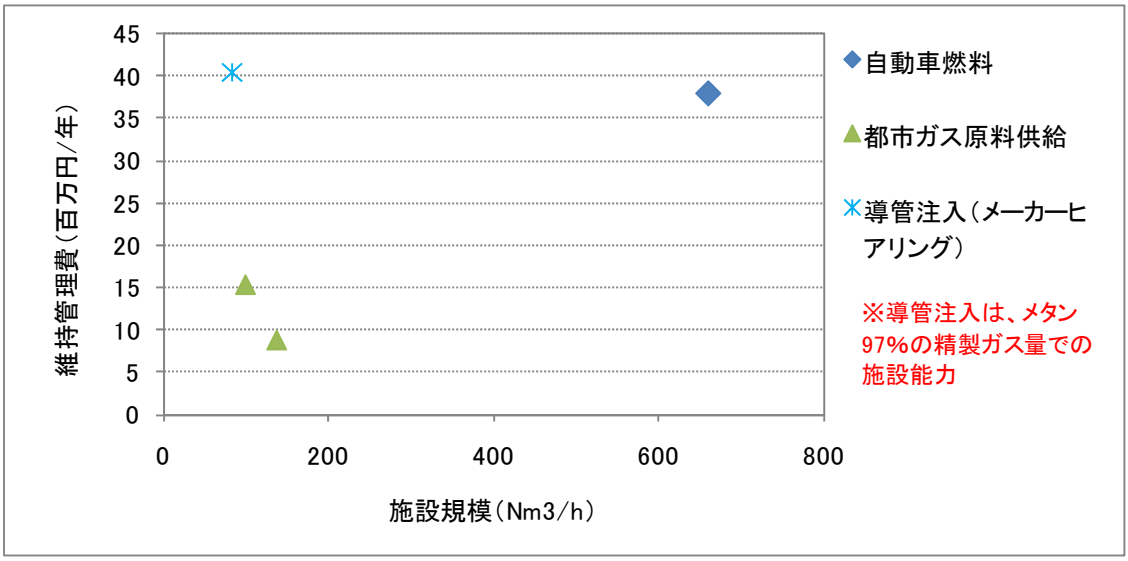


図-4.27【参考図】　自動車燃料利用、都市ガス原料供給の施設規模と維持管理費

３）環境性（温室効果ガス削減効果）

便益には、製品利用による燃料費、電力費削減効果を考慮する。ただし、地球温暖化ガス削減効果を計上することも可能であるが、本ガイドラインにおいては考慮しないこととする。

温室効果ガス削減効果を考慮する場合には、「公共事業評価の費用便益分析に関する技術指針（共通編）」より、貨幣価値原単位として「10,600 円/t-C」（2006 年価格）が提示されているので参照されたい。なお、10,600 円/t-C は 2,890 円/t-CO_2 に相当する。

４）その他費用

エネルギー化施設の導入にあたって、代替施設や関連機器、化石燃料等の削減が見込まれる場合は削減費用を計上する。

①消化槽

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル　国土交通省都市・地域整備局下水道部社団法人　日本下水道協会（平成 16 年３月）」より、次の費用関数を用いる。

a)建設費

消化槽建設費（土木施設）：　$Y_1=0.169Qd^{0.539} \times (104.4/97.6)$

消化槽建設費（機械設備）：　$Y_1=0.516Qd^{0.385} \times (104.4/97.6)$

Y_1：建設費（億円）

Qd：投入汚泥量（１％換算）（m^3/日）

補正値　建設工事費デフレーター　平成 15 年度＝97.6、平成 21 年度＝104.4

以下の条件で各建設費を年価換算する。

耐用年数：土木施設　45 年　機械設備　10 年

残存価値：土木施設　０％　機械設備　０％

利子率：2.3％

消化槽建設費　年価　：　$Y_2=0.607Qd^{0.539}+5.835Qd^{0.385} \times (104.4/97.6)$

Y_2：建設費（百万円/年）

Qd：投入汚泥量（１％換算）（m^3/日）

ｂ）維持管理費

消化槽の維持管理費（電力、燃料、薬品費、補修費、人件費）：

$$Y_3=0.171\ (Qy \times 0.8 \times 365)^{0.390} \times (104.4/97.6)$$

Y_3：建設費（百万円/年）

Qy：年間処理汚泥量（１％換算）（m^3/年）

補正値　建設工事費デフレーター　平成 15 年度＝97.6、平成 21 年度＝104.4

②脱水設備

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル　国土交通省都市・地域整備局下水道部社団法人　日本下水道協会（平成 16 年 3 月）」より、次の費用関数を用いる。

ａ）建設費

脱水設備建設費（土木施設）：　$Y_1=0.227Qd^{0.444} \times (104.4/97.6)$

脱水設備建設費（機械設備）：　$Y_1=0.434Qd^{0.373} \times (104.4/97.6)$

Y_1：建設費（億円）

Qd：計画投入汚泥量（１％換算）（m^3/日）

補正値　建設工事費デフレーター　平成 15 年度＝97.6、平成 21 年度＝104.4

以下の条件で各建設費を年価換算する。

耐用年数：土木施設　50 年　機械設備　15 年

残存価値：土木施設　０％　機械設備　０％

利子率：2.3％

脱水設備建設費　年価　：　$Y_2=0.769Qd^{0.444}+3.454Qd^{0.373} \times (104.4/97.6)$

Y_2：建設費（百万円/年）

Qd：投入汚泥量（１％換算）（m^3/日）

ｂ）維持管理費

脱水設備の維持管理費（電力、燃料、薬品費、補修費、人件費）：

$$Y_3=0.039\,(Qy\times0.8\times365)^{0.596} \times (104.4/97.6)$$

Y_3：建設費（百万円/年）

Qy：年間処理汚泥量（１％換算）（m^3/年）

補正値　建設工事費デフレーター　平成 15 年度＝97.6、平成 21 年度＝104.4

③化石燃料等

固形燃料化により得られる燃料製品やバイオガス発電による電力等により、石炭や重油、あるいは電力等のエネルギーを削減することが可能となる。これらのエネルギー削減費用は、それぞれの価格動向を考慮し設定を行う。

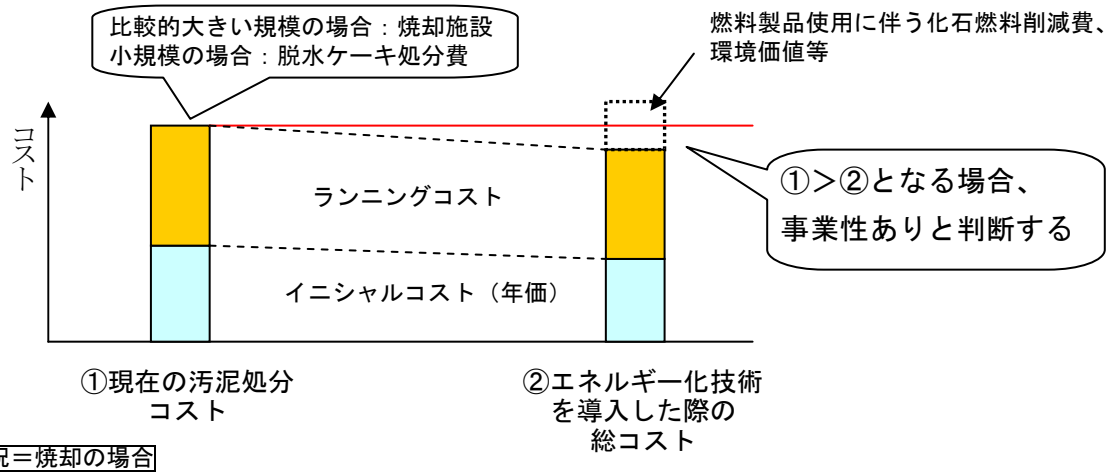
(参考)化石燃料の価格動向について

4-3-3 受け入れ先の視点（製品に要求される条件）を参照

（２）事業性の評価

下水汚泥エネルギー化施設の事業性検討にあたって、固形燃料化施設及びバイオガス利用技術導入の事業性評価イメージを以下に示す。

１）固形燃料化施設に関する事業性評価イメージ

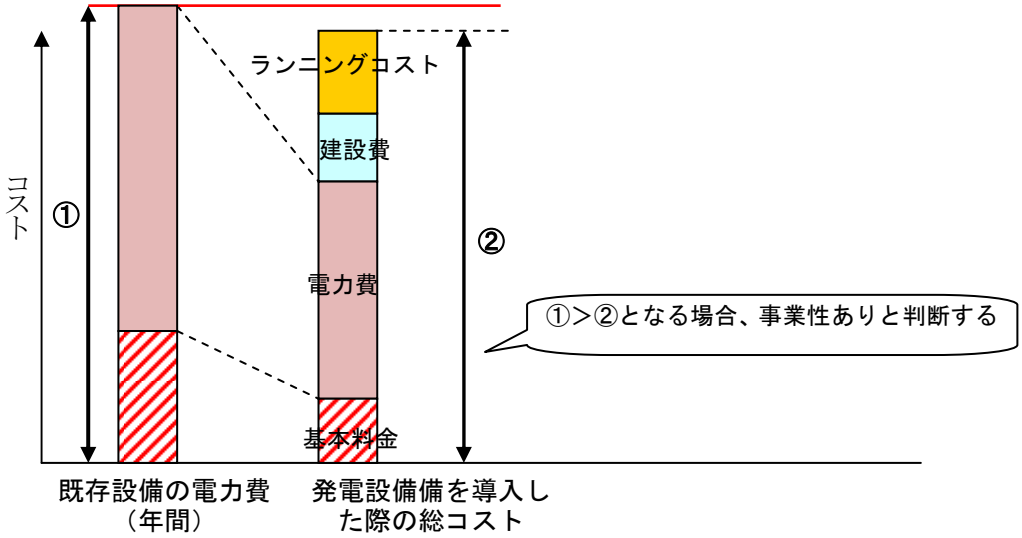


現況＝焼却の場合

①焼却炉のイニシャルコスト（更新費含む）年価＋ランニングコスト（運転、保守委託費、焼却灰処理外部委託費等）

②エネルギー化施設（燃料受け入れ・貯蔵設備含む）のイニシャルコスト年価＋ランニングコスト（運転、保守委託費）＋燃料製品の輸送費＋その他エネルギー化施設導入に伴う増減費用－燃料製品使用に伴う化石燃料削減費－環境価値（温室効果ガス削減効果）

２）バイオガス利用技術に関する事業性評価イメージ

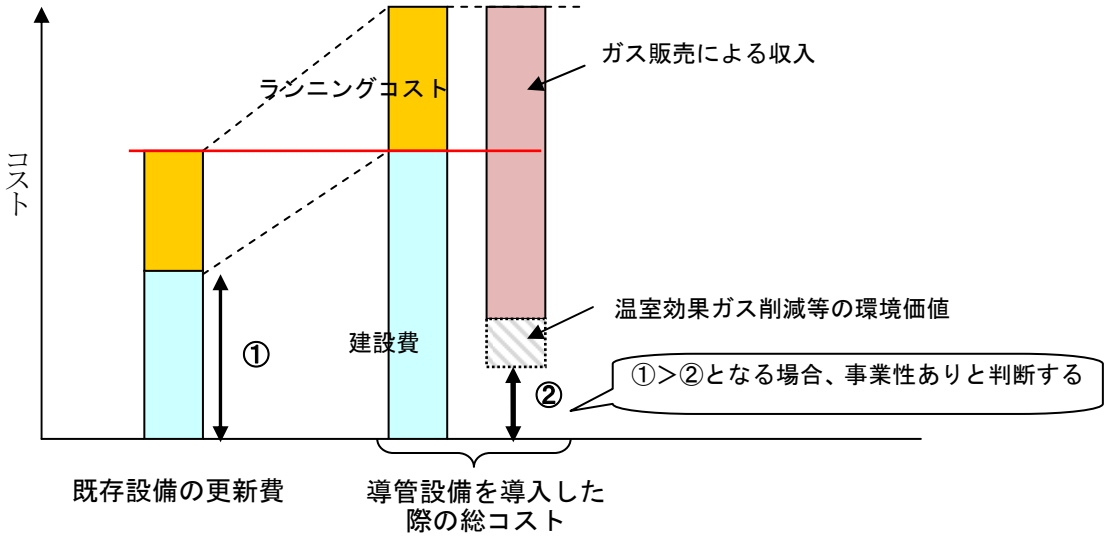


現況＝余剰ガス燃焼装置の場合

①既存設備の電力費＋基本料金

②ガス発電設備の建設費＋維持管理費＋発電設備導入後の電力費＋発電設備導入後の基本料金

※発電により、購入している電力と電力基本料金が削減される。また、その他効果として、排熱利用による冷暖房の電力・都市ガスの削減費、グリーン電力の販売費、環境価値（温室効果ガス削減効果）もあわせることで、より効果が大きくなる。



現況＝余剰ガス燃焼装置の場合

①脱硫装置、ガスホルダの建設費＋維持管理費

②精製装置、ガスホルダ、導管接続設備の建設費＋維持管理費－ガス販売による収入－環境価値（温室効果ガス削減効果）※

※ガスの買取はガス会社との協議によって決まり、「環境価値」が「ガス販売による収入」に含まれているケースもある。その場合は、上記②の算定には「環境価値（温室効果ガス削減効果）」のマイナスは見込まないよう留意が必要である。

第５章 ケーススタディ

5-1. ケース設定、条件設定

（１）固形燃料化（乾燥、炭化）

固形燃料化施設を導入する場合の費用及び温室効果ガス排出量は、**表-5.1** に示すケースについて算定する。

CASE1 では比較的中小規模の処理場として、脱水汚泥量（日最大値）が 30ｔ/日規模を想定し、CASE2 では比較的大規模の処理場として同じく 90ｔ/日規模を想定した。

なお、現況における脱水汚泥処理処分手法は CASE1 では脱水汚泥の委託処分（埋立処分）、CASE2 では脱水汚泥を焼却後、委託処分とした。

また、比較的中小規模において消化槽を新設する CASE1-2 に対して、下水汚泥以外のバイオマスを受け入れ、混合消化する場合を想定した CASE3 についても試算を行った。

表-5.1　ケース設定（固形燃料化技術）

ケース設定		消化工程	脱水汚泥の処理	想定規模（脱水汚泥量ベース）
CASE1	現況	なし	委託処分（脱水汚泥の直接埋立）	比較的中小規模 →　施設能力 30t/日※1
	CASE1-0	なし	焼却（焼却灰は委託処分）	
	CASE1-1	なし	固形燃料化	
	CASE1-2	消化槽新設		
CASE2	現況	なし	焼却（焼却灰は委託処分）	比較的大規模 →施設能力 90ｔ/日※2
	CASE2-1	なし	固形燃料化	
	CASE2-2	消化槽新設		
CASE3	（上記の CASE1-2 に）ほかのバイオマス受け入れ	消化槽新設	固形燃料化	比較的中小規模 →　施設能力 30t/日※1

※１　処理水量（日平均）で約 30,000m^3/日相当

※２　〃　約 90,000m^3/日相当

（２）バイオガス利用

バイオガス利用技術を導入する場合の費用及び温室効果ガス排出量は、**表-5.2** に示すケースについて算定する。

CASE4 では、下水処理場の処理水量を 20,000m^3/日、50,000m^3/日、100,000m^3/日の３段階に想定し、バイオガス発電を導入した場合の試算を行う。この時、消化槽の加温には、発電の排熱を利用し、現状、加温に利用されているバイオガスも発電に利用することを想定する。

CASE5 では、CASE4 と同様の処理規模にバイオマス発電を導入した場合について試算を行うが、再生可能エネルギーの全量買取制度の導入を想定して、バイオマス発電による電力を 20 円/kWh で売電されると仮定し試算を行う。さらに、本ケースでは、消化槽がない処理場において、消化槽を新設しても、消化による汚泥設備費の低減や発電電力の売電によって効果が見られるかを試算する。消化槽を新設するケースでは、小規模の場合では、事業性がプラスにならない可能性も考えられることから、ほかのバイオマスを受け入れ、混合消化を行ったケースでの試算も行った。なお、本ケースでは発電した電力を売電するため、発電設備の建設費には国庫補助は見込まない。

CASE6 では、バイオガスを脱硫、精製し、1/3 を消化槽の加温に利用し、残りの 2/3 を都市ガスレベルまで精製し、都市ガス導管に注入した場合について試算を行う。

CASE7 では、バイオガスの 1/3 を消化槽の加温に利用し、残りを精製し、トレーラーで利用先まで運搬し、燃料代替として利用した場合について試算を行う。

なお、バイオガスの有効利用技術の導入検討を行う際には、既存設備（余剰ガス燃焼装置、脱硫装置、ガスタンク等）の更新時に容量見直しも含めて、事業性を評価することも考えられる。例えば、発電設備を導入する場合、発電排熱を消化槽の加温に利用することでバイオガスの有効利用量が増えるため、既存の余剰ガス燃焼装置やガスタンク等の容量を小さくできるケースも考えられ、これらのメリットも事業性評価に加えることでより効果が高くなると考えられる。

表-5.2　ケース設定（バイオガス利用技術）

ケース設定	消化工程	利用技術	想定規模		備考
			処理水量（日平均）	バイオガス発生量	
CASE4	既設	ガス発電	20,000m³/日	1,700Nm³/日	発電電力を場内で利用する。
			50,000m³/日	4,500Nm³/日	
			100,000m³/日	9,000Nm³/日	
CASE5	既設	ガス発電	20,000m³/日	1,700Nm³/日	再生可能エネルギー全量買取制度を想定して、発電電力を20円/kWhで売電する。
			50,000m³/日	4,500Nm³/日	
			100,000m³/日	9,000Nm³/日	
	新設	ガス発電	20,000m³/日	1,700Nm³/日	
			20,000m³/日 +複合バイオマス受け入れ	1,700Nm³/日 ＋バイオマス由来のガス量	
			50,000m³/日	4,500Nm³/日	
			100,000m³/日	9,000Nm³/日	
CASE6	既設	導管注入	56,000m³/日	5,000Nm³/日 (1/3は消化槽加温に利用する)	精製したガスを販売する。
CASE7	既設	ガス運搬	40,000m³/日	3,600Nm³/日 (1/3は消化槽加温に利用する)	精製したガスを燃料として利用する。

（3）コスト算出について

建設費、維持管理費は、**4-6.事業性の検討及び評価**の参考として示したコストデータを用いる。

建設費の年当たりの費用は、以下の係数を乗じて算出する。

$$\left(i + \frac{i}{(i+1)^n - 1} \right)$$

ここで、

ｉ：利子率（＝割引率）

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル」（平成16年３月　国土交通省都市・地域整備局、（社）日本下水道協会）の計算例に基づき、2.3%とする。

ｎ：耐用年数

「下水道施設の改築について」平成15年６月19日 国都下事第77号　下水

道事業課長通知　の別表に定める期間に準じ、土木・建築設備については消化槽の場合 45 年とし、それ以外は 50 年に設定する。また、機械・電気設備については、設備ごとに耐用年数が定められているが、概ね代表的な値として 15 年に設定した。

5-2. 固形燃料化技術（乾燥、炭化）ケーススタディ

5-2-1. CASE1（現況：脱水汚泥を委託処分しているケース）

（１）検討の概要

本ケースは、比較的中小規模の下水処理場を想定しているものである。一般に、小規模の自治体や下水処理場では下水汚泥の処理処分では、下水汚泥を脱水処理した後、産廃業者に委託処分しているケースが多い。このため、本ケースでは現況として以下の状況を想定している。

（自治体及び下水処理場の想定状況）

- 脱水汚泥を処分業者に委託し、脱水汚泥を埋立処分している（16,000 円/ｔ）。
- 埋立地の残余容量が逼迫している。
- 固形燃料化施設の施設能力が 30t/日（脱水汚泥ベース）となる規模（≒計画処理水量で概ね 50,000m^3/日規模）。
- 処理場敷地には余裕があり、焼却や固形燃料化等の施設設置に新たな用地買収を必要としない。

以上の状況を勘案し、汚泥の委託処分に代わる汚泥処理処分手法として、「焼却」あるいは「固形燃料化」手法を導入したケースについて検討を行った。想定したケースは**表-5.3** のとおりである。

表-5.3　CASE1 におけるケース設定条件

ケース設定		消化工程	脱水汚泥の処理	想定規模（脱水汚泥量ベース）
CASE1	現況	なし	委託処分（脱水汚泥の直接埋立）	比較的中小規模 → 施設能力 30t/日 ※処理水量（日平均）で約 30,000m^3/日相当
	CASE1-0	なし	焼却（焼却灰は委託処分）	
	CASE1-1	なし	固形燃料化	
	CASE1-2	消化槽新設		

（２）検討条件

１）対象汚泥量の算定

直接脱水:30t/日をベースに施設稼働率80%、脱水機回収率95%、濃縮汚泥濃度3.5%とすると直接脱水30t/日施設は濃縮汚泥量160 m^3/日、濃縮汚泥固形物量5.6t/日相当となる。さらに濃縮汚泥量から消化脱水の場合の汚泥量等を算定すると**図-5.1** のとおりである。

①汚泥量の算定（直接脱水）・・・現況、CASE1-0及びCASE1-1

脱水汚泥量：30ｔ／日×0.8[稼働率]＝24t/日

脱水汚泥含水率：78%

脱水汚泥固形物量：24ｔ／日×（1－0.78）≒5.3t-DS/日

脱水機回収率：95%

濃縮汚泥固形物量：5.3t-DS/0.95≒5.6t/日

濃縮汚泥濃度：3.5%

濃縮汚泥量：5.6t/日×100／3.5＝160m^3/日

②汚泥量の算定（消化脱水）・・・CASE1-2

ＶＳ：80%、　消化率：50%

消化汚泥固形物量：5.6t/日×（１－0.8×0.5）≒3.4t/日

バイオガス発生量＝濃縮汚泥固形物(t/日)×0.8[有機分]×0.55Nm^3/kg-VTS×1000

＝5.6t/日×0.8×0.55×1000

＝2,464Nm^3/日

加温用バイオガス利用量：５Nm^3／m^3　（自治体ヒアリング値より）

加温バイオガス量：160m^3/日×５＝800Nm^3/日

余剰バイオガス量：2,464－800＝1,664m^3/日

脱水機回収率：95%

脱水汚泥固形物量：3.4t/日×0.95＝3.23t/日

脱水汚泥含水率：81%

脱水ｹｰｷ量：3.23t/日／（1－0.81）＝17t/日

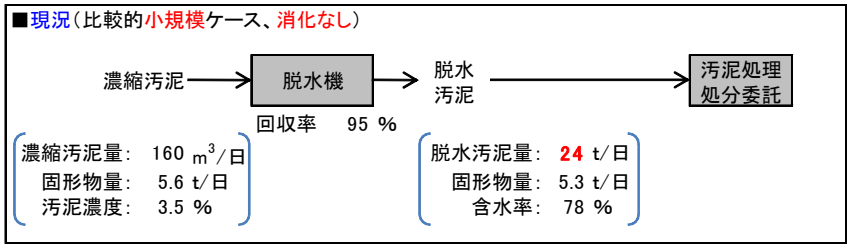
③固形燃料生成量の算定・・・CASE1-1及びCASE1-2

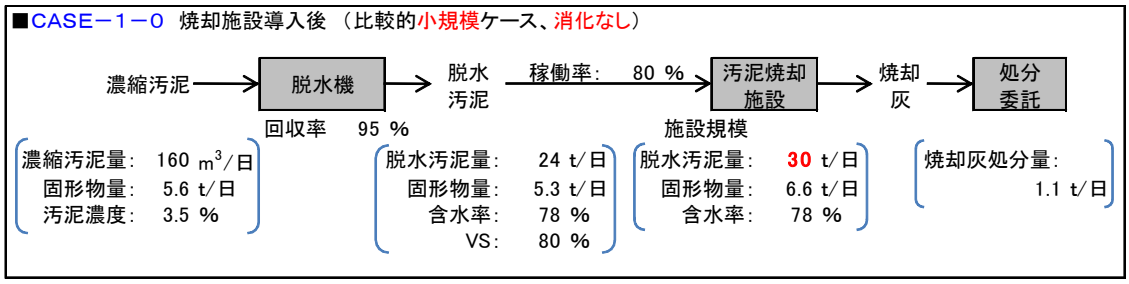
固形燃料生成率（脱水汚泥量に対する固形燃料生成量の割合）

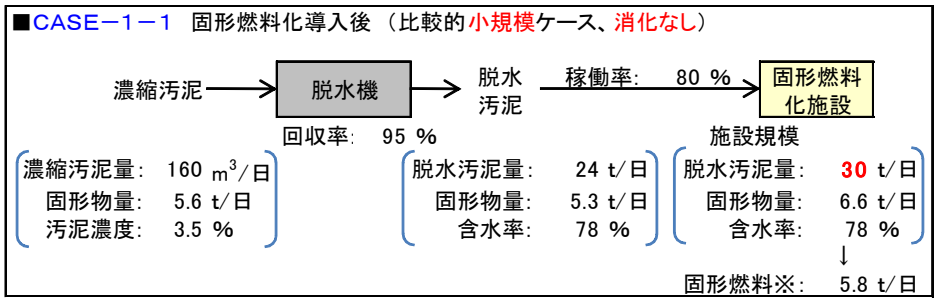
直接脱水汚泥：　19.4%（メーカーヒアリング値より）※

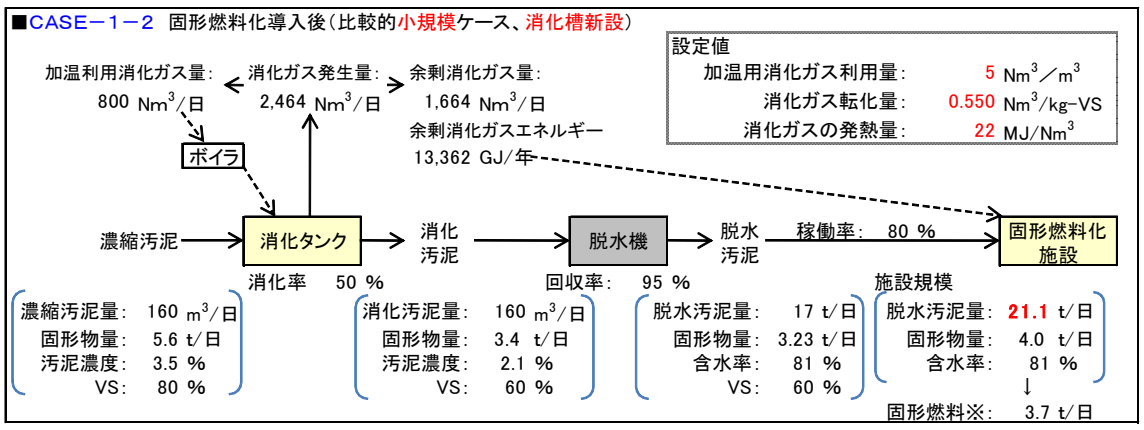
消化汚泥　　：　17.4%（　　〃　　）※

※ここでは改質乾燥を例とした。









※参考値（改質乾燥の場合における固形燃料生成量）

図-5.1　CASE1 における汚泥量設定値

２）コスト算定条件

①固形燃料化施設

建設費、維持管理費は自治体における実績値及びメーカーヒアリングにより算出した費用関数を用いる。なお、費用関数には炭化技術及び乾燥技術の区分をせず、土木・建築、機械、電気の費用を一式計上した事業費を用いている。ここでは、固形燃料化施設の耐用年数を一律 20 年として年価を計上した。

②その他施設

消化槽、汚泥脱水施設の建設費及び維持管理費はバイオソリッド利活用マニュアルに掲載された費用関数を用い、耐用年数の設定も同マニュアルに従った。

③汚泥等の処分委託費

脱水汚泥及び焼却灰の処分委託費は LOTUS プロジェクトにおいて設定された開発目標値を参考として、脱水汚泥 16,000 円/ｔ、焼却灰 8,000 円/ｔとした。

④固形燃料化製品の運搬費

運搬費については製品受け入れ側までの距離等により異なるが、ここでは製品１ｔあたり 2,000 円とした。

⑤国庫補助の適用

消化槽、汚泥脱水施設、及び固形燃料化施設の建設費には国庫補助（55%）を見込む。

３）評価の考え方

現況の汚泥処理に要する事業費（年価）に対し、固形燃料施設の導入後に要する事業費（年価）を比較し、現況を下回る場合について事業性ありと評価する。

(3)ケーススタディ結果

本ケースは、脱水汚泥 30t／日を処理する場合の処理場を想定して検討したものである。事業費の算出結果を**表-5.4** 及び**図-5.2** に示す。

脱水汚泥を委託処分している現況ケースでは事業費 219 百万円/年と算出され、これに対し、焼却施設を導入したケース（CASE1-0）では約 306 百万円/年、固形燃料化施設を導入したケース（CASE1-1）では約 282 百万円/年と算定された。また、消化及び固形燃料化を導入したケース（CASE1-2）では約 270 百万円/年となり、いずれのケースにおいても現況を上回る結果となり、今回想定した前提条件（事業規模等）では事業性がみられなかった。しかしながら、当該自治体では汚泥の埋立地の残余容量が逼迫しており、何らかの対策が必要とされる状況にあることから、焼却施設の導入に比べ、固形燃料化施設の導入は有効な手法であるといえる。

表-5.4　CASE1 における事業費算出結果

項目		単位	記号	比較的中小規模				備　考
				現況	CASE 1－0	CASE 1－1	CASE 1－2	
施設規模		t/日	a	30	30	30	21.1	燃料化施設処理能力（脱水ｹｰｷ量ベース）
濃縮汚泥	汚泥量	m^3/日	b	160	160	160	160	（汚泥量算定結果　図-5.1参照）
	汚泥濃度	%	c	3.5	3.5	3.5	3.5	（汚泥量算定結果　図-5.1参照）
	固形物量	t-DS/日	d	5.6	5.6	5.6	5.6	b×c/100
濃度1%換算汚泥量		m^3/日	e	560	560	560	560	d/1×100
消化ﾀﾝｸ建設費	土木建築施設	億円	f	－	－	－	5.1	0.169×e^0.539　※1
	機械設備	億円	g	－	－	－	5.9	0.516×e^0.385　※1
	計	億円	h	－	－	－	11.0	f+g
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	f'	－	－	－	18.3	利子率2.3%　耐用年数45年
	機械設備	百万円/年	g'	－	－	－	47.0	利子率2.3%　耐用年数15年
	計	百万円/年	h'	－	－	－	65.3	f'+g'
消化タンク維持管理費		百万円/年	i	－	－	－	20.1	0.171*(e×365)^0.390　※1
消化汚泥	汚泥量	m^3/日	b'	－	－	－	160	（汚泥量算定結果　図-5.1参照）
	汚泥濃度	%	c'	－	－	－	2.1	（汚泥量算定結果　図-5.1参照）
	固形物量	t-DS/日	d'	－	－	－	3.4	b×c/100
濃度1%換算消化汚泥量		m^3/日	e'	－	－	－	340	d/1×100
脱水機建設費	土木建築施設	億円	j	3.8	3.8	3.8	3.0	0.227×e^0.444　※1
	機械設備	億円	k	4.6	4.6	4.6	3.8	0.434×e^0.373　※1
	計	億円	l	8.4	8.4	8.4	6.8	j+k
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	j'	12.9	12.9	12.9	10.2	利子率2.3%　耐用年数50年
	機械設備	百万円/年	k'	36.6	36.6	36.6	30.2	利子率2.3%　耐用年数15年
	計	百万円/年	l'	49.5	49.5	49.5	40.4	j'+k'
脱水機維持管理費		百万円/年	m	57.0	57.0	57.0	42.4	0.039*(eまたはe'×365)^0.596　※1
脱水汚泥処分委託費		百万円/年	n	140.2	－	－	－	処分委託費（運搬費込）16000円/tとする。
焼却施設建設費	土木建築施設	億円	o	－	3.6	－	－	1.361×a^0.380　※1
	機械設備	億円	p	－	14.4	－	－	1.888×a^0.597　※1
	電気設備	億円	q	－	4.5	－	－	0.726×a^0.539　※1
	計	億円	r	－	22.5	－	－	o+p+q
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	o'	－	12.2	－	－	利子率2.3%　耐用年数50年
	機械設備	百万円/年	p'	－	114.6	－	－	利子率2.3%　耐用年数15年
	電気設備	百万円/年	q'	－	35.8	－	－	利子率2.3%　耐用年数15年
	計	百万円/年	r'	－	162.6	－	－	o'+p'+q'
焼却施設維持管理費		百万円/年	s	－	150.1	－	－	0.287*(a×365)^0.673　※1
固形燃料化施設建設費		億円	t	－	－	15.9	13.2	277.74×a^0.5122/100　※2
年価換算値		百万円/年	t'	－	－	126.5	105.0	利子率2.3%　耐用年数15年
固形燃料化施設維持管理費		百万円/年	u	－	－	152.4	135.8	1.8697 *a+96.31　※2
固形燃料化製品運搬費		百万円/年	v	－	－	3.4	3.0	製品1tあたり2,000円とする
焼却灰発生量		t/日	w	－	1.1	－	－	（汚泥量算定結果から）
焼却灰処分委託費		百万円/年	x	－	3.2	－	－	処分委託費を8000円/tとする
消化ガスによる燃料削減効果		百万円/年	y	－	－	－	-20.5	表-5.5参照（重油換算）
固形燃料による燃料削減効果		百万円/年	z	－	－	-10.1	-5.3	表-5.6、5.7参照（石炭換算）　※3
合計値		百万円/年		246.7	422.4	375.3	383.2	h'+i+l'+m+n+r'+s+t'+u+v+x+y+z
建設費年価(国庫補助控除)＋維持管理費		百万円/年		219.5	305.7	281.9	270.4	国庫補助控除：補助率0.55とする

※1）ﾊﾞｲｵｿﾘｯﾄﾞ利活用基本計画策定ﾏﾆｭｱﾙ　平成16年3月　の費用関数による。
※2）本ガイドラインにおいて作成した費用関数による。
※3）固形燃料受け入れ施設の設置費用や灰分の処理費用等、受け入れ側において発生する費用を考慮していない。

表-5.5　CASE1 における余剰バイオガスによる燃料削減効果（重油換算）

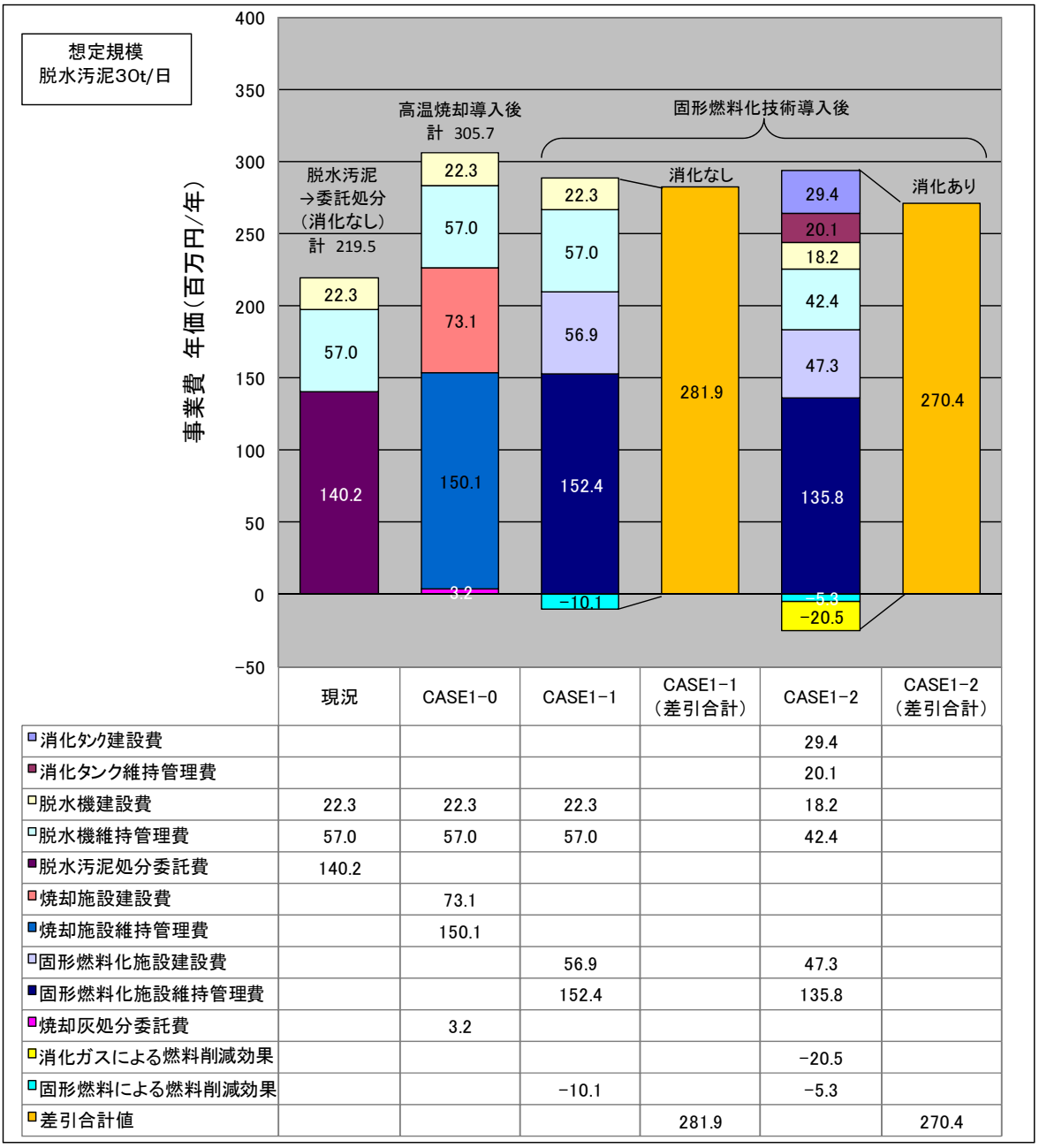
項目		数値	備考
余剰消化ガス総熱量	a	13,362 GJ/年	30tのケース
重油熱量	b	39.1 MJ/L	
重油削減効果	c	342 kL/年	a/b
重油単価	d	60 円/L	
重油削減の経済効果	e	20.5 百万円/年	c×d/1000

表-5.6　CASE1 における固形燃料による燃料削減効果（石炭換算）

項目		数値	備考
固形燃料施設処理能力	a	30 t-脱水汚泥/日	設定値(未消化汚泥)
施設稼働率	b	0.8	設定値
固形燃料製造量	c	194 kg/t-脱水汚泥	メーカーヒアリング値(改質乾燥の例)
固形燃料単位熱量	d	16.7 MJ/kg-固形燃料	メーカーヒアリング値(改質乾燥の例)
固形燃料総熱量	e	28,381 GJ/年	a×b×c×d×365/1000
石炭単位熱量	f	28 MJ/kg-石炭	設定値
石炭削減効果	g	1,014 t-石炭/年	a/b
石炭単価	h	10000 円/t-石炭	設定値
石炭削減の経済効果	i	10.1 百万円/年	c×d/1000

表-5.7　CASE1-2 における固形燃料による燃料削減効果（石炭換算）

項目		数値	備考
固形燃料施設処理能力	a	21.1 t-脱水汚泥/日	算定値(消化汚泥)
施設稼働率	b	0.8	設定値
固形燃料製造量	c	174 kg/t-脱水汚泥	メーカーヒアリング値(改質乾燥の例)
固形燃料単位熱量	d	13.8 MJ/kg-固形燃料	メーカーヒアリング値(改質乾燥の例)
固形燃料総熱量	e	14,794 GJ/年	a×b×c×d×365/1000
石炭単位熱量	f	28 MJ/kg-石炭	設定値
石炭削減効果	g	528 t-石炭/年	a/b
石炭単価	h	10000 円/t-石炭	設定値
石炭削減の経済効果	i	5.3 百万円/年	c×d/1000



	現況	CASE1-0	CASE1-1	CASE1-1 (差引合計)	CASE1-2	CASE1-2 (差引合計)
消化ﾀﾝｸ建設費					29.4	
消化タンク維持管理費					20.1	
脱水機建設費	22.3	22.3	22.3		18.2	
脱水機維持管理費	57.0	57.0	57.0		42.4	
脱水汚泥処分委託費	140.2					
焼却施設建設費		73.1				
焼却施設維持管理費		150.1				
固形燃料化施設建設費			56.9		47.3	
固形燃料化施設維持管理費			152.4		135.8	
焼却灰処分委託費		3.2				
消化ガスによる燃料削減効果					-20.5	
固形燃料による燃料削減効果			-10.1		-5.3	
差引合計値				281.9		270.4

図-5.2　CASE1 における事業費検討結果

(4)温室効果ガス削減効果

１）エネルギー収支算定条件

①消化工程電力

消化工程における電力消費量は、設計事例から、投入濃縮汚泥量１m^3 当たり 5.3kWh として算定する。

消化槽動力：160m^3/日×365×5.3 kWh/ m^3＝309,520kWh/年

②余剰バイオガスエネルギー

設計指針からバイオガスの発熱量を 22MJ/Nm^3 として算定した。

余剰バイオガスエネルギー：

1,664Nm^3/日×365×22MJ/Nm^3／1000＝　13,362GJ/年

③脱水機消費動力

脱水機の消費電力は、「高効率型圧入式スクリュープレス脱水機技術マニュアル 2006 年３月」の試算例から設定した。

脱水機消費電力：　5.8kWh／ｔ-wet（直脱）

20 kWh／t-wet（消化脱水）

直脱：24t/日×5.8kWh/ｔ×365＝50,808kWh／年

消化脱水：17t/日×20 kWh/ｔ×365＝124,100kWh/年

④固形燃料化施設

固形燃料化施設の消費エネルギー及び排ガス中に含まれる温室効果ガス濃度はメーカーヒアリング値を用いた。なお、本ケーススタディにおいては、固形燃料化技術のうち、改質乾燥技術の値を例として試算を行った。

また、脱水汚泥の埋め立てに伴う温室効果ガス発生量については「地球温暖化対策計画策定の手引き」の値を用いた。

２）算定結果

温室効果ガス削減効果に関する試算結果を**表-5.8** 及び**図-5.3** に示す。

現況における温室効果ガス発生量（CO_2換算排出量）は 5,432t-CO_2/年と算出され、そのうち、脱水汚泥埋め立てによる排出割合が 99%を占めた。これに対し、固形燃料化を導入したCASE1-1 及びCASE1-2 では固形燃料製品を石炭代替燃料として利用することが可能である。このため、固形燃料製品の石炭代替利用による温室効果ガス削減効果を考慮した場合、それぞれの温室効果ガス排出量は－471 t-CO_2/年、－441 t-CO_2/年と算出された。前述のように、本ケースでは（事業費の比較では）事業性なしと判断されたものの、環境的側面においては温室効果ガスの大幅な削減が可能であるという結果が得られた。

表-5.8　CASE1 における温室効果ガス削減効果

ケース	排出区分		汚泥処理対象量	単位処理量当たりエネルギー使用量等	年間エネルギー使用量等	排出係数		地球温暖化係数	CO_2換算排出量 (t-CO_2/年)	備考
現況	脱水	電力	24 t-wet/日	5.8 kWh/t-wet	50,808 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	29	※1
	脱水汚泥埋立		5.3 t-DS/日		967 t-DS/年	CH_4	0.133 t-CH_4/t-DS	21	2,702	※2
	小計								2,731	
CASE 1－0	脱水	電力	24 t-wet/日	5.8 kWh/t-wet	50,808 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	29	※1
	焼却（高温焼却）	電力	（メーカーヒアリング値→）		1,141,457 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	640	※1※2
		燃料	（メーカーヒアリング値→）		342 kL/年	CO_2	2.710 kg-CO_2/L	1	927	※2※3
		（排ガス）	24 t-wet/日		8,760 t-wet/年	CH_4	0.0097 kg-CH_4/t-wet	21	2	※3
						N_2O	0.645 kg-N_2O/t-wet	310	1,752	※3
	小計								3,350	
CASE 1－1	脱水	電力	24 t-wet/日	5.8 kWh/t-wet	50,808 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	29	※1
	固形燃料化（改質乾燥の例）	電力	（メーカーヒアリング値→）		832,000 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	467	※1※3
		燃料	（メーカーヒアリング値→）		490 kL/年	CO_2	2.710 kg-CO_2/L	1	1,328	※3
		（排ガス）	24 t-wet/日	（メーカーヒアリング値→）		N_2O	0.020 kg-N_2O/t-wet	310	54	※3
		石炭代替利用による温室効果ガス削減量	-1,014t-石炭/年×2.41t-CO_2/t						-2,444	※4
	小計								-566	
CASE 1－2	脱水	電力	17 t-wet/日	20.0 kWh/t-wet	124,100 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	70	※1
	消化	電力	160 m^3/日	5.3 kWh/m^3	309,520 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	174	※1
	固形燃料化（改質乾燥の例）	電力	（メーカーヒアリング値→）		573,920 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	322	※1※3
		燃料	（メーカーヒアリング値→）		59 kL/年	CO_2	2.710 kg-CO_2/L	1	160	※3
		（排ガス）	17 t-wet/日	（メーカーヒアリング値→）		N_2O	0.020 kg-N_2O/t-wet	310	38	※3
		石炭代替利用による温室効果ガス削減量	-528t-石炭/年×2.41t-CO_2/t						-1,272	※4
	小計								-508	

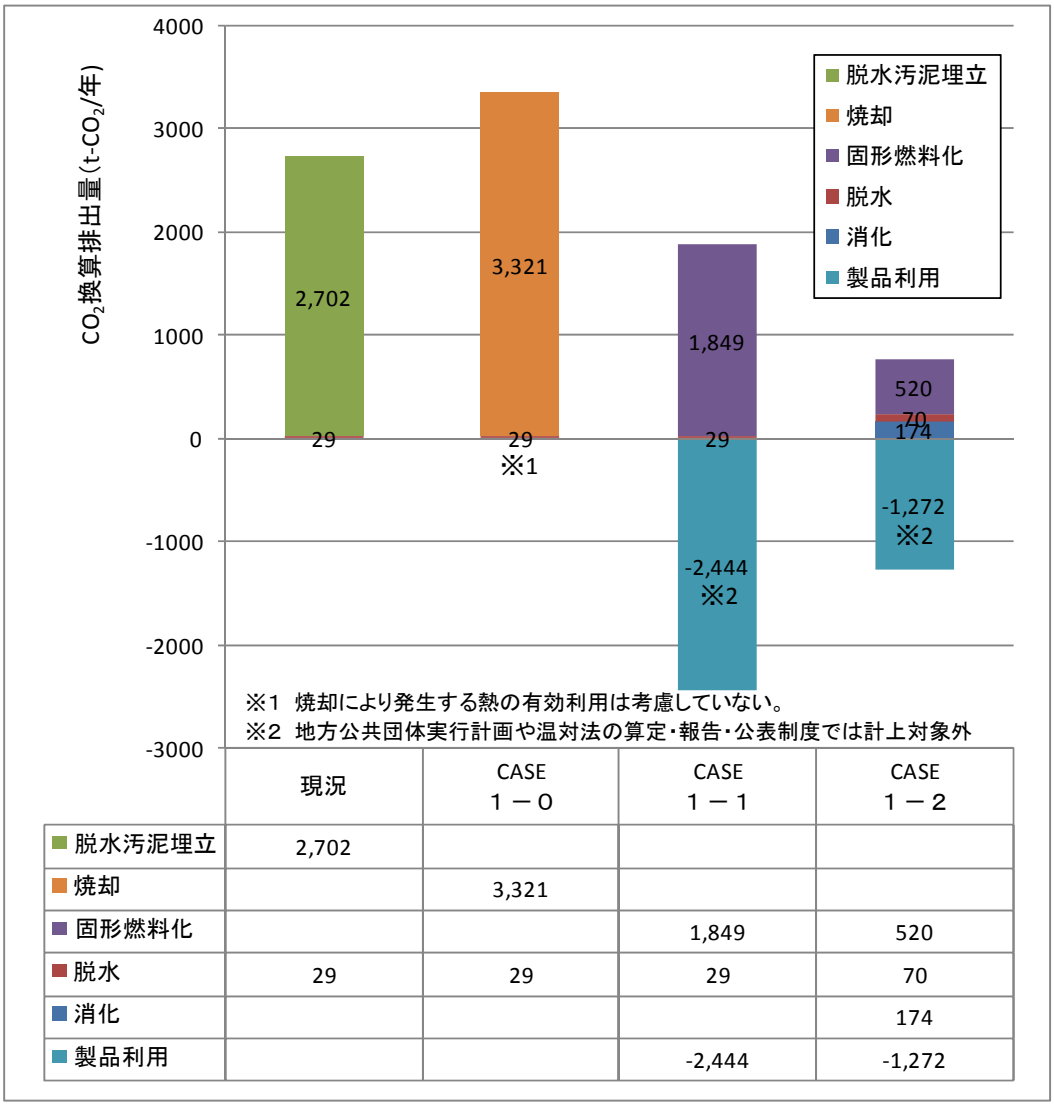
※1 電力使用に伴う排出係数の出典： 環境省資料「算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧（平成22年3月改正後）」
別表20 電気事業者別排出係数（平成21年度排出量算定用）における「他人から供給された電気の使用」の値。

※2 下水汚泥の埋立に伴う排出係数の出典： 「下水道における地球温暖化算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧（平成22年3月改正後）
別表10 廃棄物の埋立処分に関する排出係数における「下水汚泥」の値。下水汚泥のうち50%からメタンが発生すると仮定し排出量を算出した。

※3 参考として、改質乾燥技術の主要メーカーに対するヒアリング値（電力使用量、重油使用量およびN_2O排出量）を用いた。

※4 燃料（A重油）使用に伴う排出係数の出典：「下水道における地球温暖化防止推進計画策定の手引き」平成21年3月

※5 地方公共団体実行計画や温対法の算定・報告・公表制度では計上対象外（燃料製品利用者において計上すること）とされている。



	現況	CASE 1－0	CASE 1－1	CASE 1－2
脱水汚泥埋立	2,702			
焼却		3,321		
固形燃料化			1,849	520
脱水	29	29	29	70
消化				174
製品利用			-2,444	-1,272

図-5.3　　CASE1 における温室効果ガス削減効果

5-2-2. CASE2（現況：脱水汚泥を焼却処分しているケース）

（１）検討の概要

本ケースは、比較的大規模の下水処理場を想定しているものであり、現況として以下の状況を想定している。

（自治体及び下水処理場の想定状況）

- 脱水汚泥を焼却し、焼却灰を業者に委託処分している（16,000 円/ｔ）。
- 焼却施設の更新時期が近い
- 固形燃料化施設の施設能力が 90t/日（脱水汚泥ベース）となる規模（≒計画処理水量で概ね 150,000m^3/日規模）。
- 処理場敷地には余裕があり、焼却や固形燃料化等の施設設置に新たな用地買収を必要としない。

以上の状況を勘案し、汚泥の委託処分に代わる汚泥処理処分手法として、「焼却」あるいは「固形燃料化」手法を導入したケースについて検討を行った。想定したケースは**表-5.8** のとおりである。

表-5.9　CASE2 におけるケース設定条件

ケース設定		消化工程	脱水汚泥の扱い	想定規模（脱水汚泥量ベース）
CASE2	現況	なし	焼却（焼却灰は委託処分）	比較的大規模 →　施設能力 90ｔ/日 ※処理水量（日平均）で約 90,000m^3/日相当
	CASE2-1	なし	固形燃料化	
	CASE2-2	新設	固形燃料化	

（２）検討条件

１）対象汚泥量の算定

直接脱水：90t/日をベースに消化工程を含めた比較を行う。施設稼働率 80%、脱水機回収率 95%、濃縮汚泥濃度 3.5%とすると、直接脱水 90t/日施設は濃縮汚泥量 474 m^3/日、濃縮汚泥固形物量 16.6t/日相当となる。また、濃縮汚泥量から消化脱水の場合の汚泥量等を算定すると**図-5.4** に示すとおりとなる。

①汚泥量の算定（直接脱水）

脱水汚泥量：90ｔ／日×0.8[稼働率]＝72t/日

脱水汚泥含水率：７８％

脱水汚泥固形物量：72ｔ／日×（1－0.78）＝15.8t-DS/日

脱水機回収率：95%

濃縮汚泥固形物量：15.8t-DS/0.95＝16.6t/日

濃縮汚泥濃度：3.5%

濃縮汚泥量：16.6t/日×100／3.5＝474m^3/日

②汚泥量の算定（消化脱水）

ＶＳ：80%、　消化率：50%

消化汚泥固形物量：16.6t/日×（１－0.8×0.5）＝10.0t/日

バイオガス発生量＝濃縮汚泥固形物(t/日)×0.8[有機分]×0.55Nm^3/kg-VTS×1000

＝16.6t/日×0.8×0.55×1000

＝7,304Nm^3/日

加温用バイオガス利用量：５Nm^3／m^3（自治体ヒアリング値より）

加温バイオガス量：474m^3/日×５＝2,370Nm^3/日

余剰バイオガス量：7,304－2,370＝4,934m^3/日

脱水機回収率：95%

脱水汚泥固形物量：10.0t/日×0.95＝9.5t/日

脱水汚泥含水率：81%

脱水ｹｰｷ量：9.5t/日／（1－0.81）＝50t/日

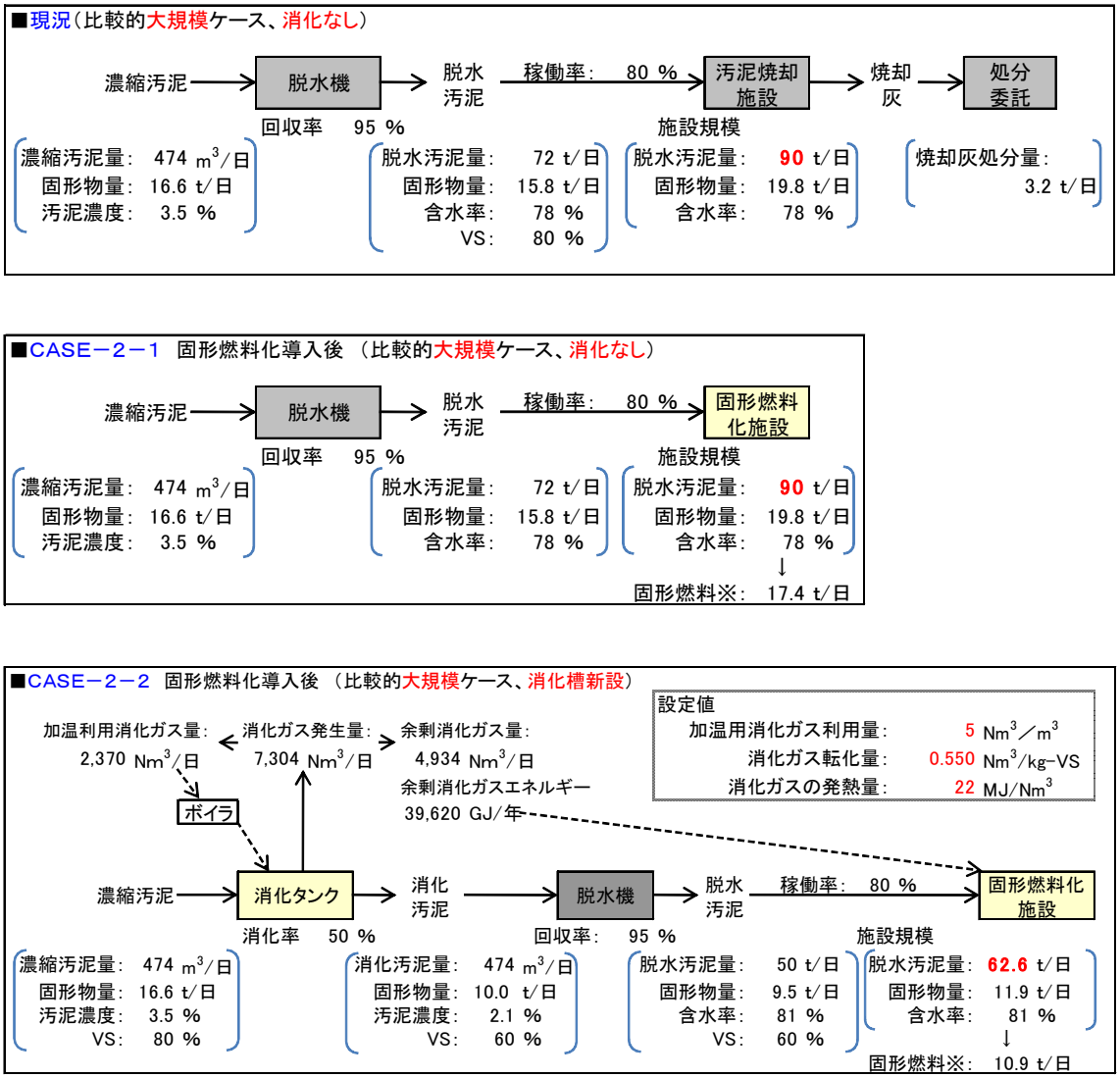
③固形燃料生成量の算定・・・CASE2-1 及び CASE2-2

固形燃料生成率（脱水汚泥量に対する固形燃料生成量の割合）

直接脱水汚泥：　19.3%（メーカーヒアリング値より）※

消化汚泥　　：　17.4%（　　〃　　）※

※ここでは改質乾燥を例とした。



※参考値（改質乾燥の場合における固形燃料生成量）

図-5.4　CASE2 における汚泥量設定値

２）コスト算定条件

①固形燃料化施設

CASE1 と同様とする。

②その他施設

消化槽、汚泥脱水施設の建設費及び維持管理費はバイオソリッド利活用マニュアルに掲載された費用関数を用い、耐用年数の設定も同マニュアルに従った。

③焼却灰処分委託費

焼却灰の処分委託費は LOTUS プロジェクトにおいて設定された開発目標値を参考として、8,000 円/ｔとした。

④固形燃料化製品の運搬費

運搬費については製品受け入れ側までの距離等により異なるが、ここでは製品１ｔあたり 2,000 円とした。

⑤国庫補助の適用

消化槽、汚泥脱水施設、及び固形燃料化施設の建設費には国庫補助（55%）を見込む。

３）評価の考え方

現況の汚泥処理に要する事業費（年価）に対し、固形燃料施設の導入後に要する事業費（年価）を比較し、現況を下回る場合について事業性ありと評価する。

（３）ケーススタディ結果

本ケースは、脱水汚泥 90t／日を処理する場合の処理場を想定して検討したものである。事業費の算出結果を**表-5.9** 及び**図-5.5** に示す。

脱水汚泥を焼却処分している現況ケースでは事業費約 607 百万円/年と算出され、これに対し、固形燃料化施設を導入したケース（CASE2-1）では約 487 百万円/年と算定された。また、消化及び固形燃料化を導入したケース（CASE2-2）では約 415 百万円/年と最も安価となった。いずれのケースにおいても現況を下回る結果であることから、この前提条件の場合においては事業性ありと判断された。

表-5.10　事業費算出結果（CASE2）

項目		単位	記号	比較的大規模			備　考
				現況	CASE2－1	CASE2－2	
施設規模		t/日	a	90	90	62.6	燃料化施設処理能力（脱水ｹｰｷ量ベース）
濃縮汚泥	汚泥量	m^3/日	b	474	474	474	（汚泥量算定結果　図-5.3参照）
	汚泥濃度	%	c	3.5	3.5	3.5	（汚泥量算定結果　図-5.3参照）
	固形物量	t-DS/日	d	16.6	16.6	16.6	b×c/100
濃度1%換算汚泥量		m^3/日	e	1,660	1,660	1,660	d/1×100
消化ﾀﾝｸ建設費	土木建築施設	億円	f	－	－	9.2	0.169×e^0.539　※1
	機械設備	億円	g	－	－	9.0	0.516×e^0.385　※1
	計	億円	h	－	－	18.2	f+g
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	f'	－	－	33.0	利子率2.3%　耐用年数45年
	機械設備	百万円/年	g'	－	－	71.6	利子率2.3%　耐用年数15年
	計	百万円/年	h'	－	－	104.6	f'+g'
消化タンク維持管理費		百万円/年	i	－	－	30.8	0.171*(e×365)^0.390　※1
消化汚泥	汚泥量	m^3/日	b'	－	－	474	（汚泥量算定結果　図-5.3参照）
	汚泥濃度	%	c'	－	－	2.1	（汚泥量算定結果　図-5.3参照）
	固形物量	t-DS/日	d'	－	－	10	b×c/100
濃度1%換算消化汚泥量		m^3/日	e'	－	－	1,000	d/1×100
脱水機建設費	土木建築施設	億円	j	6.1	6.1	4.9	0.227×e'^0.444　※1
	機械設備	億円	k	6.9	6.9	5.7	0.434×e'^0.373　※1
	計	億円	l	13.0	13.0	10.6	j+k
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	j'	20.7	20.7	16.6	利子率2.3%　耐用年数50年
	機械設備	百万円/年	k'	54.9	54.9	45.4	利子率2.3%　耐用年数15年
	計	百万円/年	l'	75.6	75.6	62.0	j'+k'
脱水機維持管理費		百万円/年	m	109.0	109.0	80.6	0.039*(eまたはe'×365)^0.596　※1
焼却施設建設費	土木建築施設	億円	o	7.5	－	－	1.361×a^0.380　※1
	機械設備	億円	p	27.7	－	－	1.888×a^0.597　※1
	電気設備	億円	q	8.2	－	－	0.726×a^0.539　※1
	計	億円	r	43.4	－	－	o+p+q
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	o'	25.4	－	－	利子率2.3%　耐用年数50年
	機械設備	百万円/年	p'	220.4	－	－	利子率2.3%　耐用年数15年
	電気設備	百万円/年	q'	65.3	－	－	利子率2.3%　耐用年数15年
	計	百万円/年	r'	311.1	－	－	o'+p'+q'
焼却施設維持管理費		百万円/年	s	314.4	－	－	0.287*(a×365)^0.673　※1
固形燃料化施設建設費		億円	t	－	27.8	23.1	277.74×a^0.5122/100　※2
年価換算値		百万円/年	t'	－	221.2	183.8	利子率2.3%　耐用年数15年
固形燃料化施設維持管理費		百万円/年	u	－	264.6	213.4	1.8697 *a+96.31　※2
固形燃料化製品運搬費		百万円/年	v	－	10.2	9.1	製品1tあたり2,000円とする
焼却灰発生量		t/日	v	3.2	－	－	（汚泥量算定結果から）
焼却灰処分委託費		百万円/年	w	9.3	－	－	処分委託費を8000円/tとする
消化ガスによる燃料削減効果		百万円/年	x	－	－	-60.8	表-5.10参照（重油換算）
固形燃料による燃料削減効果		百万円/年	y	－	-30.4	-15.7	表-5.11、5.12参照（石炭換算）※3
合計値		百万円/年		819.4	640.0	598.7	h'+i+l'+m+n+r'+s+t'+u+w+x+y
建設費年価(国庫補助控除)＋維持管理費		百万円/年		606.7	487.0	415.1	国庫補助控除：補助率0.55とする

※1）ﾊﾞｲｵｿﾘｯﾄﾞ利活用基本計画策定ﾏﾆｭｱﾙ　平成16年3月　の費用関数による。
※2）本ガイドラインにおいて作成した費用関数による。
※3）固形燃料受け入れ施設の設置費用や灰分の処理費用等、受け入れ側において発生する費用を考慮していない。

表-5.11　CASE2 における余剰バイオガスによる燃料削減効果（重油換算）

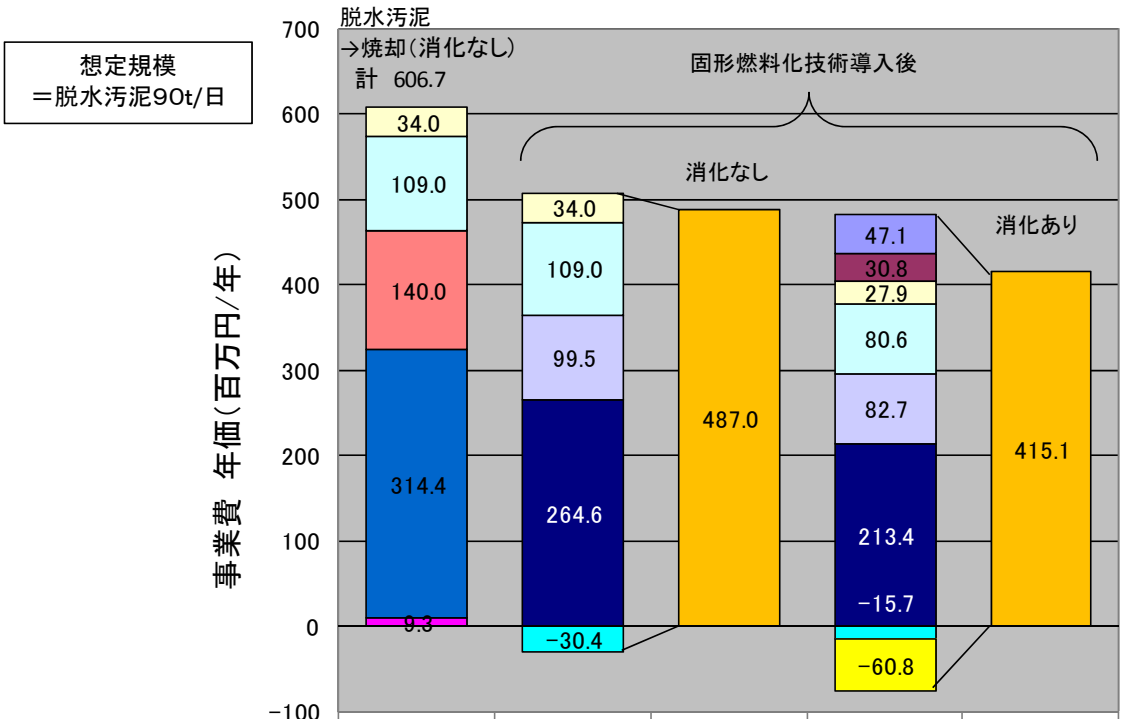
項目		数値		備考
余剰消化ガス総熱量	a	39,620	GJ/年	90tのケース
重油熱量	b	39.1	MJ/L	
重油削減効果	c	1,013	kL/年	a/b
重油単価	d	60	円/L	
重油削減の経済効果	e	60.8	百万円/年	c×d/1000

表-5.12　CASE2-1 における固形燃料による燃料削減効果（石炭換算）

項目		数値		備考
固形燃料施設処理能力	a	90	t-脱水汚泥/日	設定値（未消化汚泥）
施設稼働率	b	0.8		設定値
固形燃料製造量	c	194	kg/t-脱水汚泥	メーカーヒアリング値（改質乾燥の例）
固形燃料単位熱量	d	16.7	MJ/kg-固形燃料	メーカーヒアリング値（改質乾燥の例）
固形燃料総熱量	e	85,142	GJ/年	a×b×c×d×365/1000
石炭単位熱量	f	28	MJ/kg-石炭	設定値
石炭削減効果	g	3,041	t-石炭/年	a/b
石炭単価	h	10000	円/t-石炭	設定値
石炭削減の経済効果	i	30.4	百万円/年	c×d/1000

表-5.13　CASE2-2 における固形燃料による燃料削減効果（石炭換算）

項目		数値		備考
固形燃料施設処理能力	a	62.6	t-脱水汚泥/日	算定値（消化汚泥）
施設稼働率	b	0.8		設定値
固形燃料製造量	c	174	kg/t-脱水汚泥	メーカーヒアリング値（改質乾燥の例）
固形燃料単位熱量	d	13.8	MJ/kg-固形燃料	メーカーヒアリング値（改質乾燥の例）
固形燃料総熱量	e	43,892	GJ/年	a×b×c×d×365/1000
石炭単位熱量	f	28	MJ/kg-石炭	設定値
石炭削減効果	g	1,568	t-石炭/年	a/b
石炭単価	h	10000	円/t-石炭	設定値
石炭削減の経済効果	i	15.7	百万円/年	c×d/1000



	現況	CASE2-1	CASE2-1（差引合計）	CASE2-2	CASE2-2（差引合計）
消化ﾀﾝｸ建設費				47.1	
消化タンク維持管理費				30.8	
脱水機建設費	34.0	34.0		27.9	
脱水機維持管理費	109.0	109.0		80.6	
脱水汚泥処分委託費					
焼却施設建設費	140.0				
焼却施設維持管理費	314.4				
固形燃料化施設建設費		99.5		82.7	
固形燃料化施設維持管理費		264.6		213.4	
焼却灰処分委託費	9.3				
消化ガスによる燃料削減効果				-60.8	
固形燃料による燃料削減効果		-30.4		-15.7	
差引合計値			487.0		415.1

図-5.5　CASE2 における事業費検討結果

（４）温室効果ガス削減効果

１）算定条件

①消化工程電力

消化工程電力消費は、設計事例から、投入濃縮汚泥量１m^3当たり 5.3kWh として算定した。

消化槽動力：474m^3/日×365×5.3 kWh/ m^3＝916,953kWh/年

②余剰バイオガスエネルギー

設計指針からバイオガスの発熱量を 22MJ/Nm^3として算定した。

余剰バイオガスエネルギー：

4934Nm^3/日×365×22MJ/Nm^3／1000＝　39,620GJ/年

③脱水機消費動力

脱水機の消費電力は、「高効率型圧入式スクリュープレス脱水機技術マニュアル 2006 年３月」の試算例から設定した。

脱水機消費電力：　5.8kWh／ｔ-wet（直脱）

20 kWh／t-wet（消化脱水）

直脱：72t/日×5.8kWh/ｔ×365＝152,424kWh／年

消化脱水：50t/日×20kWh／t ×365＝365,000kWh/年

④固形燃料化施設、焼却施設

固形燃料化施設の消費エネルギー及び排ガス中に含まれる温室効果ガス濃度はメーカーヒアリング値を用いた。なお、本ケーススタディにおいては、固形燃料化技術のうち、改質乾燥技術の値を例として試算を行った。

また、焼却施設は高温焼却を想定し、消費エネルギーについてはメーカーヒアリング値を用い、排ガス中の温室効果ガス濃度については「地球温暖化対策計画策定の手引き」の値を用いた。

２）算定結果

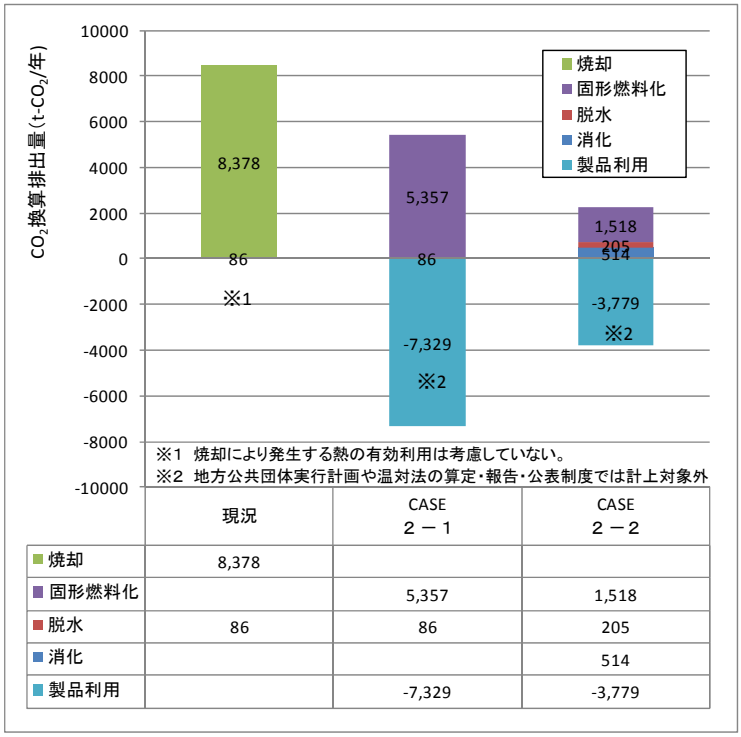
温室効果ガス削減効果に関する試算結果を**表-5.14** 及び**図-5.6** に示す。

現況における温室効果ガス発生量（CO_2換算排出量）は 3,223t-CO_2/年と算出された。これに対し、固形燃料化を導入した CASE2-1 及び CASE2-2 では、固形燃料製品の石炭代替利用による温室効果ガス削減効果を考慮した場合、それぞれの温室効果ガス排出量は－1,440 t-CO_2/年、－1,345 t-CO_2/年と算出された。したがって、固形燃料化技術の導入により、温室効果ガスの削減が可能であるという結果が得られた。

表-5.14　CASE2 における温室効果ガス削減効果

ケース	排出区分		汚泥処理対象量	単位処理量当たりエネルギー使用量等	年間エネルギー使用量等	排出係数		地球温暖化係数	CO_2換算排出量 ($t\text{-}CO_2$/年)	
現況	脱水	電力	72 t-wet/日	5.8 kWh/t-wet	152,424 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	86	※1
	焼却（高温焼却）	電力	（メーカーヒアリング値→）		2,967,233 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	1,665	※1※2
		燃料	（メーカーヒアリング値→）		536 kL/年	CO_2	2.710 kg-CO_2/L	1	1,453	※2※3
		（排ガス）	72 t-wet/日		26,280 t-wet/年	CH_4	0.0097 kg-CH_4/t-wet	21	5	※3
						N_2O	0.645 kg-N_2O/t-wet	310	5,255	※3
	小計								8,464	
CASE 2－1	脱水	電力	72 t-wet/日	5.8 kWh/t-wet	152,424 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	86	※1
	固形燃料化（改質乾燥の例）	電力	（メーカーヒアリング値→）		2,496,000 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	1,400	※1※2
		燃料	（メーカーヒアリング値→）		1,460 kL/年	CO_2	2.710 kg-CO_2/L	1	3,957	※2※3
		（排ガス）	72 t-wet/日	（メーカーヒアリング値→）		N_2O	0.020 kg-N_2O/t-wet	310	163	※4
		石炭代替利用による温室効果ガス削減量	−3,041t-石炭/年×1,000×2.41kg-CO_2/kg/1,000						−7,329	※5
	小計								−1,723	
CASE 2－2	脱水	電力	50 t-wet/日	20.0 kWh/t-wet	365,000 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	205	※1
	消化	電力	474 m^3/日	5.3 kWh/m^3	916,953 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	514	※1
	固形燃料化（改質乾燥の例）	電力	（メーカーヒアリング値→）		1,702,720 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	955	※1※2
		燃料	（メーカーヒアリング値→）		166 kL/年	CO_2	2.710 kg-CO_2/L	1	450	※2※3
		（排ガス）	50 t-wet/日	（メーカーヒアリング値→）		N_2O	0.020 kg-N_2O/t-wet	310	113	※4
		石炭代替利用による温室効果ガス削減量	−1,568t-石炭/年×1,000×2.41kg-CO_2/kg/1,000						−3,779	※5
	小計								−1,542	

※1　電力使用に伴う排出係数の出典：　環境省資料「算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧（平成22年3月改正後）」
　　別表20　電気事業者別排出係数（平成21年度排出量算定用）における「他人から供給された電気の使用」の値。
※2　高温焼却技術を有する主要メーカーに対するヒアリング値（電力使用量、重油使用量およびN_2O排出量）を用いた。
※3　排出係数の出典：「下水道における地球温暖化防止推進計画策定の手引き」平成21年3月
※4　参考として、改質乾燥技術の主要メーカーに対するヒアリング値（電力使用量、重油使用量およびN_2O排出量）を用いた。
※5　地方公共団体実行計画や温対法の算定・報告・公表制度では計上対象外（燃料製品利用者において計上すること）とされている。



	現況	CASE 2－1	CASE 2－2
焼却	8,378		
固形燃料化		5,357	1,518
脱水	86	86	205
消化			514
製品利用		-7,329	-3,779

図-5.5　CASE2 における温室効果ガス削減効果

5-2-3. CASE３（バイオマス受け入れを想定したケース）

（１）検討の概要

CASE1-2 において消化槽新設+固形燃料化施設のケースを設定し試算を行った結果、事業性なしと判断されたため、下水汚泥以外のバイオマスを受け入れたケースについて試算を行うこととする。

ここでは、受け入れるバイオマスとして、事業系生ごみ、し尿、浄化槽汚泥を想定し、CASE1-2 に対する事業費及び温室効果ガス排出量の増減量について試算を行った。

表-5.15　CASE3 におけるケース設定条件

ケース設定	バイオマス受け入れ	消化工程	脱水汚泥の扱い	想定規模（脱水汚泥量ベース）
検討ベース条件 CASE1-2	なし	新設	固形燃料化	比較的中小規模 → 施設能力 30ｔ/日
CASE3	あり	新設	固形燃料化	※処理水量（日平均）で約 30,000m³/日相当

（２）検討条件

１）設定条件

本ケースでは、比較的小規模の固形燃料化施設能力 30ｔ/日に相当する都市として、人口 100,000 人程度、処理場の現有処理能力を 58,000m³/日（日平均 35,000m³/日）と設定した。

生ごみについては、「(仮称) 下水処理場へのバイオマス（生ごみ等）受け入れマニュアル　財団法人　下水道新技術推進機構　201１年３月」に記載された同規模の事例を参考に、事業系可燃ごみが 13t/日排出されるとし、生ごみ比率 30%、排出率 85%とし、事業系生ごみ量として 3.3t/日受け入れることを想定する。し尿、浄化槽汚泥については、下水道普及率を 90%と設定した。また、生ごみ受け入れによる固形燃料化施設への影響は考慮しないものとした。

設定条件を**表-5.16** に示す。

表-5.16　　バイオマス受け入れの設定条件

【ＣＡＳＥ－３】

人口	100,000	人	想定値
下水道	90,000	人	90%
し尿汲み取り	5,000	人	5%
浄化槽	5,000	人	5%

【終末処理場】

（１）水処理

■水処理施設諸元

現有処理能力	58,000	m^3/日	日最大

■水処理実績

晴天時日最大汚水量	43,750	m^3/日	日平均÷0.8
晴天時日平均汚水量	35,000	m^3/日	想定値

（２）汚泥処理施設

■汚泥処理施設諸元

想定汚泥処理フロー	濃縮→消化→脱水→固形燃料化（ＣＡＳＥ－１－２）

項　目			値	単位	備考
処理能力	消化タンク	タンク容量	4,800	m^3	想定値
		計画消化日数	30	日	〃
		消化温度	35	℃	〃
	脱水機	方式	遠心脱水機		〃
		処理総能力	200	m^3/日	〃

【受入バイオマス】

項　目		値	単位	備考
家庭系生ごみ	日平均	0.0	t-wet/日	想定値
事業系生ごみ	日平均	3.3	t-wet/日	〃
し尿	日平均	11.5	kℓ/日	2.3 ℓ/(人・日)
浄化槽汚泥※	日平均	9.3	kℓ/日	1.85 ℓ/(人・日)

２）計算方法

「(仮称) 下水処理場へのバイオマス (生ごみ等) 受け入れマニュアル　財団法人　下水道新技術推進機構　2011 年 3 月」に従って行うものとする。

（３）算定結果

１）コスト

事業費の試算結果を**表-5.17**、**表-5.18** に示す。

なお、バイオマス受け入れの前処理施設については国交省及び環境省の国庫補助金を充当することが可能であり、国庫補助を考慮した場合の結果を**表-5.19** 及び**図-5.7** に示す。

CASE1-2 に対しバイオマスを受け入れることによる事業費の増減は、国庫補助を考慮しない場合－40.7 百万円/年、国庫補助を考慮した場合－75.8 百万円/年と算出された。

表-5.17　バイオマス受け入れによる費用削減効果（国庫補助考慮なし）1/2

						集約処理		備　考
						費用増加	費用減少	
下水道	建設費	建設費	生ごみ前処理（生ごみ搬入量）	土木	億円	0.87		（日最大処理量）
				建築	億円	1.90		
				機械設備	億円	3.55		
				電気設備	億円	1.17		
				合計	億円	7.49		
			し尿等前処理	土木・建築	億円	1.67		（日最大処理量）
				機械設備	億円	2.55		
				電気設備	億円	0.76		
				合計	億円	4.98		
			混合設備１（下水汚泥＋し尿,浄化槽）	土木・建築	億円	0.42		（下水日最大×0.8＋し尿浄化槽日最大）×1日
				機械設備	億円	0.66		
				電気設備	億円	0.14		槽容量（m3）
				合計	億円	1.22		184
			混合設備２（下水汚泥＋生ごみ）	土木・建築	億円	0.20		（下水日最大×0.2＋生ごみ日最大）×1日
				機械設備	億円	0.41		
				電気設備	億円	0.07		槽容量（m3）
				合計	億円	0.68		53
			混合設備３（下水汚泥＋し尿，浄化槽＋生ごみ）	土木・建築	億円	0.49		（日最大処理量1日間）
				機械設備	億円	0.74		槽容量（m3）
				電気設備	億円	0.16		237
				合計	億円	1.38		
			ガスホルダ	建設費	億円	1.25		消化ガス生ごみ＋し尿分の0.5日分
		建設年価	生ごみ前処理	土木	百万円/年	3.0		
				建築	百万円/年	6.6		
				機械設備	百万円/年	20.1		
				電気設備	百万円/年	8.4		
				合計	百万円/年	38.1		
			し尿等前処理	土木・建築	百万円/年	5.8		
				機械設備	百万円/年	14.4		
				電気設備	百万円/年	5.5		
				合計	百万円/年	25.7		
			混合設備１（下水汚泥＋し尿,浄化槽）	土木・建築	百万円/年	1.5		
				機械設備	百万円/年	3.8		
				電気設備	百万円/年	1.0		
				合計	百万円/年	6.2		
			混合設備２（下水汚泥＋生ごみ）	土木・建築	百万円/年	0.7		
				機械設備	百万円/年	2.3		
				電気設備	百万円/年	0.5		
				合計	百万円/年	3.5		
			混合設備３（下水汚泥＋し尿，浄化槽＋生ごみ）	土木・建築	百万円/年	1.7		
				機械設備	百万円/年	4.2		
				電気設備	百万円/年	1.1		
				合計	百万円/年	7.0		
			ガスホルダ	建設費	百万円/年	8.9		

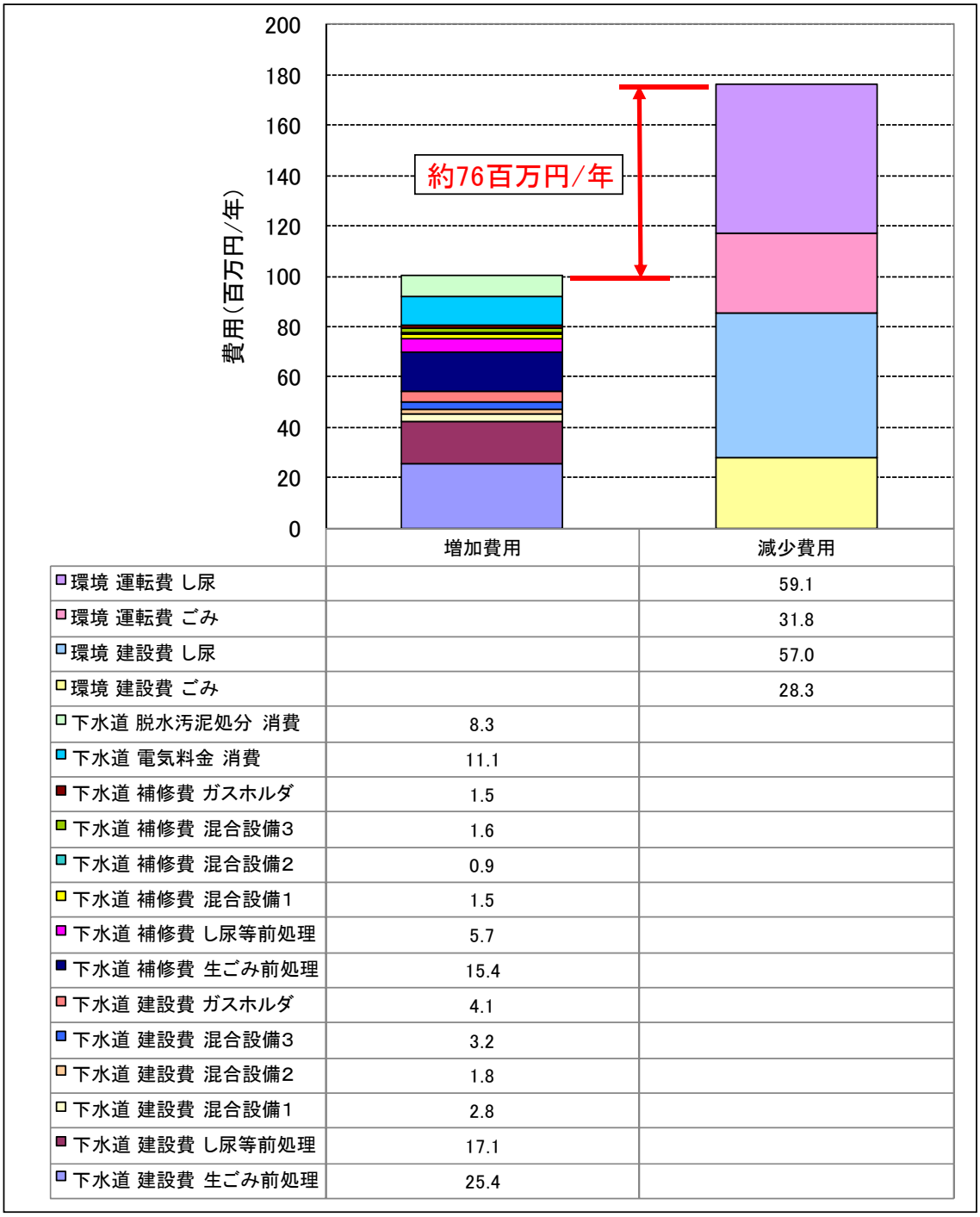
表-5.18　バイオマス受け入れによる費用削減効果のまとめ（国庫補助考慮なし）2/2

						集約処理		備　考
						費用増加	費用減少	
下水道	運転費	補修費	生ごみ前処理		百万円/年	15.4		異物込み
			し尿等前処理		百万円/年	5.7		
			混合設備１		百万円/年	1.5		
			混合設備２		百万円/年	0.9		
			混合設備３		百万円/年	1.6		
			ガスホルダ		百万円/年	1.5		消化ガス生ごみ分
			合計		百万円/年	26.6		
		電気料金	消費	生ごみ前処理	kWh/年	166,070		
				し尿等前処理	kWh/年	306,699		
				混合設備１	kWh/年	123,504		
				混合設備２	kWh/年	67,073		
				混合設備３	kWh/年	140,017		
				水処理送風機	kWh/年	47,971		
				合計	kWh/年	851,335		
			料金		百万円/年	11.1		13円/kWh
		脱水汚泥等処分費（異物＋脱水汚泥増加分）			百万円/年	8.3		16000円/t
ごみ・し尿処理	建設費	建設費	ごみ処理施設	土木・建築	億円		1.14	全体の25%と設定
				機械・電気	億円		3.41	全体の75%と設定
				合計	億円		4.54	異物含まず
			し尿処理施設	土木・建築	億円		2.28	全体の25%と設定
				機械・電気	億円		6.85	全体の75%と設定
				合計	億円		9.13	
		建設年価	ごみ処理施設	土木・建築	百万円/年		3.94	
				機械・電気	百万円/年		24.41	
				合計	百万円/年		28.35	
			し尿処理施設	土木・建築	百万円/年		7.91	
				機械・電気	百万円/年		49.04	
				合計	百万円/年		56.96	
	運転費		ごみ処理施設	ごみ処理費	百万円/年		26.62	22000円/t
				燃料費	百万円/年		5.15	
				合計	百万円/年		31.77	
			し尿処理施設	し尿処理費	百万円/年		59.08	7800円/kl
				燃料費	百万円/年			
				合計	百万円/年		59.08	
総　計					百万円/年	135	176	
差し引き					百万円/年	-40.7		

表-5.19　バイオマス受け入れによる費用削減効果のまとめ（国庫補助考慮）

			増加費用	減少費用
下水道	建設費	生ごみ前処理	25.4	
		し尿等前処理	17.1	
		混合設備１	2.8	
		混合設備２	1.8	
		混合設備３	3.2	
		ガスホルダ	4.1	
	補修費	生ごみ前処理	15.4	
		し尿等前処理	5.7	
		混合設備１	1.5	
		混合設備２	0.9	
		混合設備３	1.6	
		ガスホルダ	1.5	
	電気料金	消費	11.1	
	脱水汚泥処分		8.3	
環境	建設費	ごみ		28.3
		し尿		57.0
	運転費	ごみ		31.8
		し尿		59.1
合　計			100.4	176.1
差し引き				-75.8

（単位：百万円/年）



	増加費用	減少費用
環境 運転費 し尿		59.1
環境 運転費 ごみ		31.8
環境 建設費 し尿		57.0
環境 建設費 ごみ		28.3
下水道 脱水汚泥処分 消費	8.3	
下水道 電気料金 消費	11.1	
下水道 補修費 ガスホルダ	1.5	
下水道 補修費 混合設備3	1.6	
下水道 補修費 混合設備2	0.9	
下水道 補修費 混合設備1	1.5	
下水道 補修費 し尿等前処理	5.7	
下水道 補修費 生ごみ前処理	15.4	
下水道 建設費 ガスホルダ	4.1	
下水道 建設費 混合設備3	3.2	
下水道 建設費 混合設備2	1.8	
下水道 建設費 混合設備1	2.8	
下水道 建設費 し尿等前処理	17.1	
下水道 建設費 生ごみ前処理	25.4	

図-5.7　　バイオマス受け入れによる費用削減効果のまとめ（国庫補助考慮）

２）温室効果ガス排出量

温室効果ガス排出量の試算結果を**表-5.20** に示す。

CASE1-2 に対し、バイオマスを受け入れることによる温室効果ガス排出量の増減は、約－97 t-CO_2/年と算出された。

表-5.20　　バイオマス受け入れによる温室効果ガス削減効果のまとめ

			使用量等				排出係数		地球温暖化係数	CO_2換算排出量（kgCO_2/年）
			増加	減少	差し引き	単位				
下水道	エネルギー消費に伴う排出	電力	851,335	0	851,335	kWh/年	CO_2	0.425 kg-CO_2/kWh	1	361,817
	施設の運転に伴う各処理プロセスからの排出	固形燃料化	133		133	t-DS/年	CH_4	0.0000 t-CH_4/t	21	0
							N_2O	0.0200 t-N_2O/t	310	823
ごみ処理	エネルギー消費に伴う排出	補助燃料（A重油）		61	-61	kℓ/年	CO_2	2.71 kg-CO_2/ℓ	1	-164,057
	施設の運転に伴う各処理プロセスからの排出	一般廃棄物焼却		1,210	-1,210	t-wet/年	CH_4	0.00096 kg-CH_4/t	21	-24
							N_2O	0.0565 kg-N_2O/t	310	-21,193
し尿処理	エネルギー消費に伴う排出	電力、燃料等		7,574	-7,574	kℓ/年	CO_2	65 kg-CO_2/kl	1	-492,294
	施設の運転に伴う各処理プロセスからの排出	処理に伴う排出		7,574	-7,574	t-wet/年	CH_4	0.049 kg-CH_4/t	21	-7,793
							N_2O	0.00096 kg-N_2O/t	310	-2,254
		汚泥の焼却		351	-351	t-wet/年	CH_4	0.0097 t-CH_4/t	21	-71,461
							N_2O	0.6450 t-N_2O/t	310	-70,145
共同処理による増減										-466,582

5-2-4. 固形燃料化技術のケーススタディ結果まとめ

（１）事業採算性

固形燃料化技術に関するケーススタディ結果の概要を**表-5.21** に示す。

固形燃料化技術は、中小規模よりも大規模で採算が取れる傾向にあり、本検討条件に基づくと採算ラインは概ね 50t-脱水汚泥／日前後と予測された。しかし、CASE3 に見られるように、下水汚泥以外のバイマスを受け入れることにより、30t-脱水汚泥／日ほどの小規模処理場においても事業性が確保できる場合もある。さらに、傾向として、規模が大きくなるほど嫌気性消化槽の導入が効果的となることを示している。

表-5.21　固形燃料化に関するケーススタディ結果の概要（事業費）

ケース設定		脱水汚泥の処理	総合経費※1 （百万円／年）
CASE1 比較的小規模 （脱水汚泥：30t/日）	現況	委託処分（消化・なし）	219.5
	CASE1-0	焼却（消化・なし）	305.7
	CASE1-1	固形燃料化（消化・なし）	281.9
	CASE1-2	固形燃料化（消化・新設）	270.4
CASE2 比較的大規模 （脱水汚泥：90t/日）	現況	焼 却（消化・なし）	606.7
	CASE2-1	固形燃料化（消化・なし）	487.0
	CASE2-2	固形燃料化（消化・新設）	415.1
CASE3 比較的小規模 （脱水汚泥：30t/日）	現況 CASE1 と同じ	委託処分（消化・なし）	219.5
	CASE3 バイオマス受入	固形燃料化（消化・新設）	194.6※2

※１　総合経費：国庫補助を考慮した経費

※２　CASE1-2(270.4 百万円／年)－バイオマス受け入れによる費用削減効果（75.8 百万円／年)

（２）温室効果ガス削減効果

ケーススタディ結果の概要をまとめて**表-5.22** に示した。

固形燃料化技術の場合、製造された固形燃料製品を石炭代替燃料として利用することが可能であり、それによる温室効果ガス削減排出量を考慮した場合、いずれのケースにおいても現況（脱水汚泥埋立、あるいは焼却）に対し、大幅な温室効果ガス削減効果を有することが明らかとなった。なお、バイオガスを利用する場合、消化なしのケースに比べ、脱水汚泥量の減少や固形燃料製品が有する熱量の減少により、石炭代替燃料としての温室効果ガス削減効果は小さくなる傾向があるといえる。

表-5.22　固形燃料化に関するケーススタディ結果の概要（温室効果ガス）

ケース設定		脱水汚泥の処理	温室効果ガス排出量 ($t\text{-}CO_2$／年)
CASE1 比較的小規模 （脱水汚泥：30t/日）	現況	委託処分（消化・なし）	2,731
	CASE1-1	固形燃料化（消化・なし）	1,878(-566) ※
	CASE1-2	固形燃料化（消化・新設）	764(-508) ※
CASE2 比較的大規模 （脱水汚泥：90t/日）	現況	焼 却（消化・なし）	8,464
	CASE2-1	固形燃料化（消化・なし）	5,606(-1,723) ※
	CASE2-2	固形燃料化（消化・新設）	2,237(-1,542) ※
CASE3 比較的小規模 （脱水汚泥：30t/日）	CASE3 バイオマス受入	固形燃料化（消化・新設）	297(-975) ※

※　（　）内の数値は、製造された固形燃料製品を石炭代替利用することによる温室効果ガス削減量を差引き後の CO_2 排出量

5-3. バイオガス利用ケーススタディ

5-3-1. CASE4（発電①：発電電力を場内利用する場合）

（１）検討の概要

本ケースは、嫌気性消化槽が稼動している処理場で、現状、バイオガスを消化槽の加温に利用しており、余剰ガスは燃焼している状況を想定する。この処理場に、バイオガスを利用した発電を行い、発電した電力を場内で利用したケースを検討する。バイオガスの発生量は、季節によって変動することから、その変動を考慮して、発電設備の容量、台数を設定する。また、発電の排熱回収を行い、現状、加温に利用されているバイオガスも有効利用して発電を行うことを想定する。

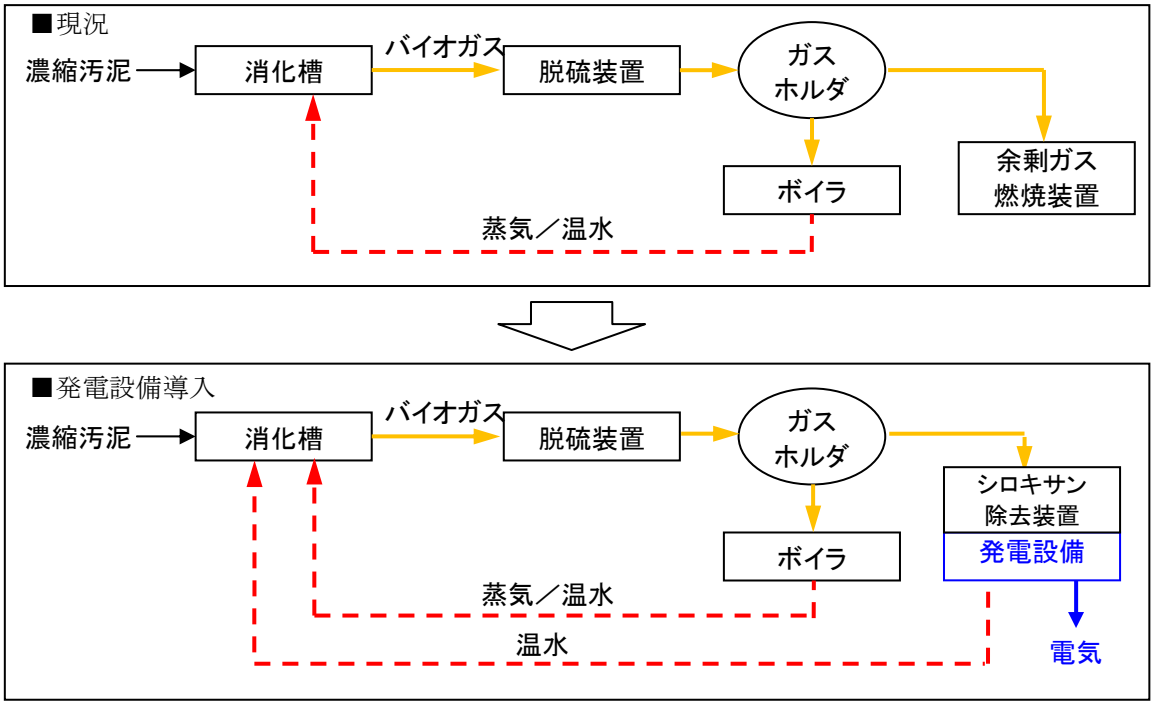


図-5.8　CASE4 における設備構成とフロー

（２）検討条件

想定ケースを**表-5.23** に示す。処理場の規模は３ケースを想定した。

バイオガスの発生量及び加温ガス量の季節変動はを考慮して、発電に利用するガス量、発電量を算出する。CASE4-1、CASE4-2 では、バイオガスの季節変動に対応するために、小型の発電機を複数台設置する。CASE4-3、CASE4-4 では、バイオガス量が CASE4-1、CASE4-2 と比べて多くなることから、中型発電機を設置することとするが、CASE4-4 ではバイオガス発生量季節変動に追従できるように、変動分は小型発電機で対応することとする。

また、常時発電している分の契約電力が下がることを想定して、基本料金の削減も便

益として考慮する。

表-5.23　計算条件

項目	CASE4-1	CASE4-2	CASE4-3	CASE4-4	備考
日平均水量 (m^3/日)	20,000	50,000	100,000	100,000	設定値
濃縮汚泥量 (m^3/日)	110	290	580	580	設定値
バイオガス発生量 (Nm^3/日)	1,700	4,500	9,000	9,000	設定値
加温ガス/バイオガスの割合(%)	46.6	39.4	35.0	35.0	下水道統計より
電力使用量（千kWh/年)	3,440	10,000	16,000	16,000	下水道統計より
契約電力 (kW)	610	1,600	2,700	2,700	下水道統計より
発電機容量	25kW	25kW	280kW	280kW,25kW	
発電機台数	バイオガスの季節変動から季節毎の運転台数を算出する。その際、発電に利用するガス量は、仮定した発電機台数の運転による排熱で消化槽加温を賄えるかを確認し、消化槽加温が不足する場合には、発電に利用するガス量を減らして、運転台数を調整する。				
発電の排熱利用	消化槽加温				
便益とする項目	・発電による場内使用電力量の削減 ・発電による契約電力の低減				

1）バイオガス量の算定

消化槽投入汚泥量、バイオガス量は、以下の式より算出した。

①消化槽投入汚泥量

生汚泥　＝（流入 SS－反応槽流入 SS）×水量×10^6÷（100-濃縮生汚泥含水率）×100

余剰汚泥＝｛(a×反応槽流入 S-BOD＋b×反応槽流入 SS－c×HRT/24×MLSS）×水量×10^{-6}｝÷（100-濃縮余剰汚泥含水率）×100

S-BOD の汚泥転換率 a：0.5、SS の汚泥転換率 b：0.95、自己分解率 c：0.04、
流入 BOD：200mg/L、流入 SS：180mg/L、反応槽流入 BOD：140mg/L、
反応槽流入 S-BOD：93mg/L、反応槽流入 SS：90mg/L、HRT：8hr、
MLSS：1500mg/L、濃縮生汚泥含水率：97%、濃縮余剰汚泥含水率：96%

②バイオガス量

バイオガス量＝汚泥量×固形物濃度 3.5％×有機物濃度 80％×ガス転化量 0.550Nm^3/kgVS（投入 VS 当たり）

（ガス転化量は、LOTUS プロジェクトの報告値より設定）

③加温ガスの割合

下水道統計（H20）より、発電設備が導入されている施設のバイオガス量と加温ガス量から設定した。

④バイオガス量・加温ガス量・有効利用ガス量の季節変動

バイオガス、加温ガス量の季節変動は、ガス発電のアンケート調査結果を参考に月変動係数を仮定し、②、③で求めたバイオガス量と加温ガス量の年間平均値に変動係数を乗じて算出した。CASE4-1、CASE4-2、CASE4-3 の年間のバイオガス発生量、加温ガス量を**図-5.9**、**図-5.10**、及び**図-5.11** に示す。

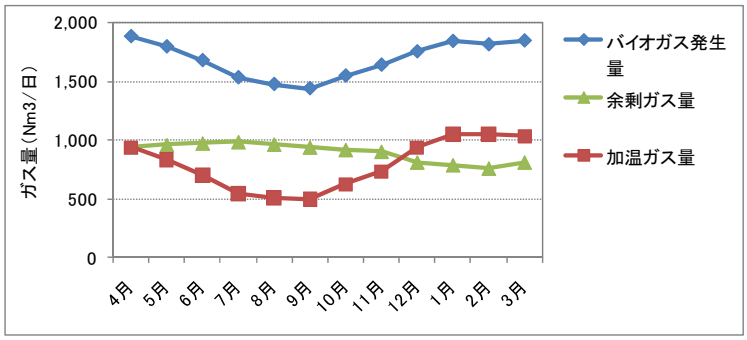


図-5.9　バイオガス量及び加温ガス量の年間変動（CASE4-1）

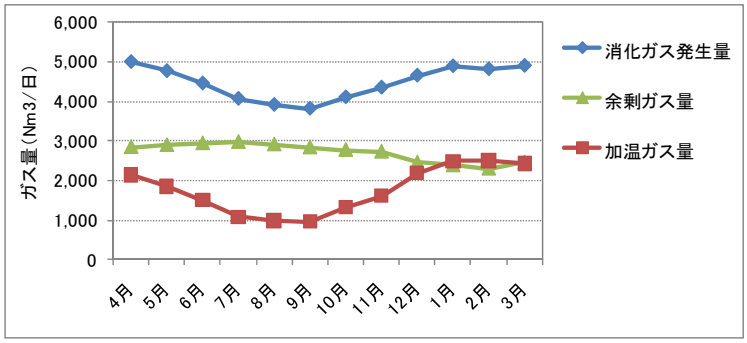


図-5.10　バイオガス量及び加温ガス量の年間変動（CASE4-2）

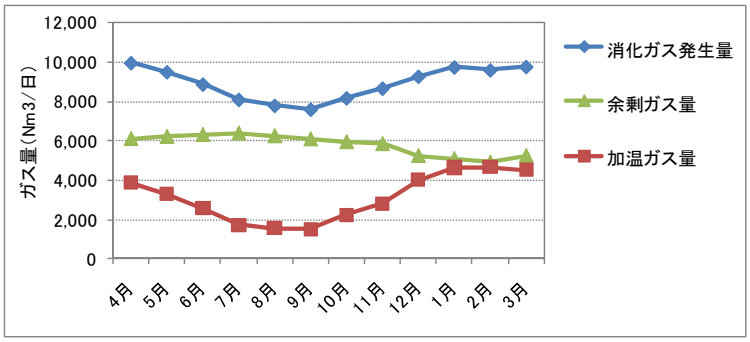


図-5.11　バイオガス量及び加温ガス量の年間変動（CASE4-3、CASE4-4）

⑤消化槽加温に必要な熱量

消化槽の加温に必要な熱量は、現状の加温に使っているバイオガス量より、ボイラ効率を 85%と仮定して、加温ガス量×バイオガス発熱量（メタン 60%で 21MJ/Nm^3）×85%とした。

消化槽の加温には発電の排熱を利用するが、加温に必要な熱量を賄えるかを確認し、不足する場合には余剰ガスをボイラで燃焼し、それでも不足する場合には発電に利用するガス量を減らして（発電機の運転台数を減らして）、計算した。

２）発電設備の条件

利用できるバイオガス量によって、設置できる発電機の容量、台数が異なる。発電機の仕様の一例を**表-5.24** に示す。

最近では、小型の発電機を複数台設置する事例もでてきていることから、CASE4-1、CASE4-2 では、小型の発電機を複数台設置することとする。CASE4-3 では、小型の発電機を複数台設置することも想定されるが、台数が 30 台以上と設置スペース等の課題もあると考えられるため、中型発電機を設置することとする。

発電機の台数は、原則として、同一容量による複数台の分割とするが、CASE4-4 では、バイオガス発生量の季節変動に対応するため、280kW×２台のケースと、280kW×１台+25kW×複数台のケースを検討する。

表-5.24　発電設備の仕様（例）

	小型発電機	中型発電機	備考
出力	25kW（補機動力 1kW 込み）	280kW～	※1
発電効率	32%（メタン 65%時）	39%（メタン 65%時）	
排熱回収率	52%（メタン 65%時）	41%	
バイオガス消費量	13m^3/h（メタン 60%時）	131m^3/h（メタン 65%時）～	
負荷率	100%	100%	※2
稼働率	99%	95%	※3

※1：メーカーヒアリング、カタログ値より。

※2：本検討では、負荷変動は考慮しない。
※3：稼働率は、小型発電機は点検のため 1～2 日/年停止することを想定し、中型発電機は 10～14 日/年停止することを想定した。

３）コスト算定条件

①発電設備（小型）の建設費、維持管理費

建設費、維持管理費はメーカーヒアリング値を参考とする。（**4-6.事業性の検討及び評価**　p.83 参照）

建設費は、1 台当たりの建設費×導入台数で計算した。維持管理費については、バイオガス発生量の季節変動があるため、常に全台が稼動しているわけではなく、ローテーションで稼動していると想定されるため、年間延べ稼働台数÷365 日から平均台数を算出し、これに、1 台当たりの維持管理費をかけて算出した。なお、人件費については、処理場の維持管理業務全体に対して発電設備にかかる分を切り分けるのは難しいこと、通常の維持管理費業務の中で管理できると想定されることから、維持管理費に人件費は含んでいない。

②発電設備（中型）の建設費、維持管理費

発電機の建設費、維持管理費は、バイオガスのアンケート調査を整理した費用関数より算出する。（**4-6.事業性の検討及び評価**　p.83 参照）

ただし、アンケート調査のデータには、設備の詳細が不明であるため、シロキサン除去設備については、建設費は、250㎥/h、20 百万円（出典：メタン発酵によるバイオガス有効利用に関する共同研究　報告書）として 0.6 乗則に基づいて設定し、維持管理費は、設備費の 15%（アンケート調査データより）と設定した。

なお、上記①と同様に、維持管理費に人件費は含んでいない。

③電気料金

常時発電している分の契約電力が下がることを想定して、基本料金の削減を見込む。

小型発電機を複数台設置する CASE4-1、CASE4-2、CASE4-3 では、発電機がトラブルで１台が停止しても、ほかの発電設備が稼動しているため、「常時運転台数－１台」は、常に稼動しているとし、この分の契約電力が削減できるとし、基本料金の削減を見込む。

CASE4-3 では、280kW を２台設置しているため、点検時でも１台は常に稼動しているとし、この分のの契約電力が削減できるとし、基本料金の削減を見込む。

基本料金は、電力会社の電気需給約款を参考に**表-5.25** とした。なお、電力料金単価は、13 円/kWh とする。

④国庫補助の適用

発電設備の建設費には、国庫補助（55%）を見込む。

表-5.25　基本料金の設定

種別	契約電力	基本料金 契約電力 1kW につき
特別高圧電力 B	2,000kW 以上	約 1,550 円
高圧電力	500kW 以上 2,000kW 未満	約 1,750 円

出典：東京電力株式会社　電気需給約款

３）評価の考え方

各ケースの経済性は、技術導入により得られる便益 B と技術導入に必要な費用 C を比較し、B＞C となる場合について、事業性ありと評価する。

B＝年間の購入電力の削減分＋基本料金の削減分

C＝発電設備建設費（年価）＋発電設備の年間維持管理費

（３）ケーススタディ結果

試算の結果を**図-5.12、図-5.13、図-5.14、図-5.15** に示す。

消化槽が既設の処理場にバイオガス発電を導入した場合、処理場規模が 20,000m^3/日、50,000m^3/日、100,0000m^3/日において、発電設備の建設費年価（補助控除を見込む）と年間維持管理費よりも発電による購入電力費削減が大きくなり、バイオガス発電導入による効果があると試算された。

20,000m^3/日、50,000m^3/日では、小型発電機を複数台設置し、その建設費、維持管理費は最近の導入事例を反映した価格となっているため、小規模施設でも発電導入によるメリットが見られる結果となった。また、小型発電機を複数台設置することで、トラブル時に１台が停止しても、常時稼動している発電設備分の契約電力を削減できる可能性も考えられ、その分の基本料金の削減効果も大きいと考えられる。

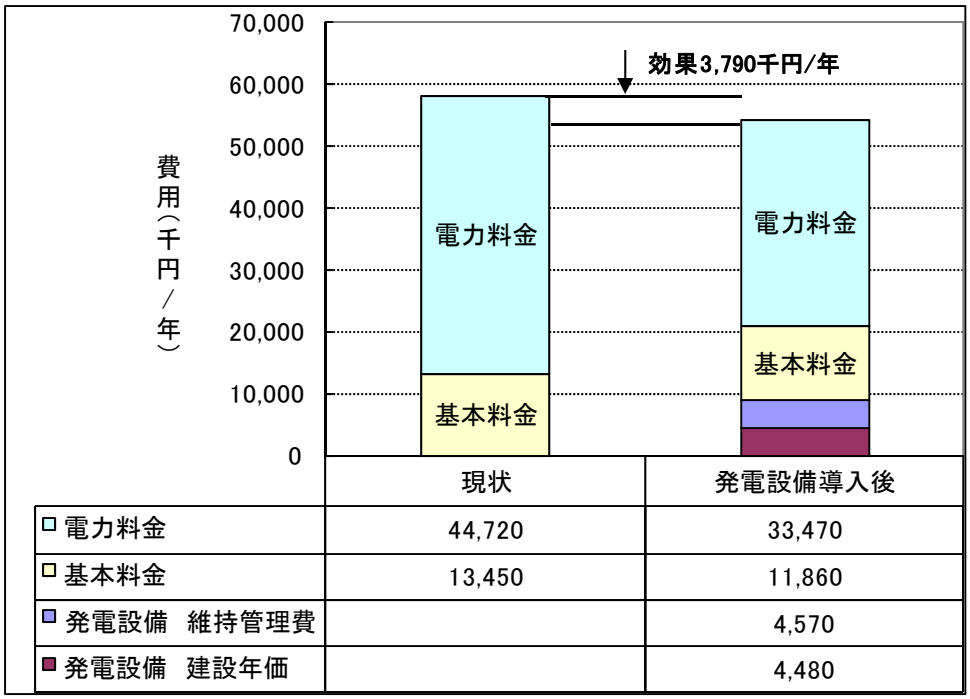
100,000m^3/日では、従来の発電設備の価格を用いて試算していることから、50,000m^3/日よりも便益が若干小さくなった。大規模処理場での導入にあたっては、近年、PFI 方式が採用されている事例もあるため、事業方式も合わせて事業性を検討することで、更なる省コスト化が図れる可能性があると考えられる。また、CASE4-3 と CASE4-4 を比較すると小型発電機を複数台設置した CASE4-4 の方が、バイオガスの季節変動に応じて発電機を運転することができるため年間の発電電力量が多くなり、購入電力の削減効果は大きくなったが、発電機の建設費が高くなり、事業全体の収支としては、CASE4-3 と同程度となった。

また、発電機の導入検討にあたっては、次の項目も考慮することで、さらに導入効果が大きくなることが考えられる。

①精製設備とガスタンクの更新とあわせて検討することで導入効果が大きくなるケ

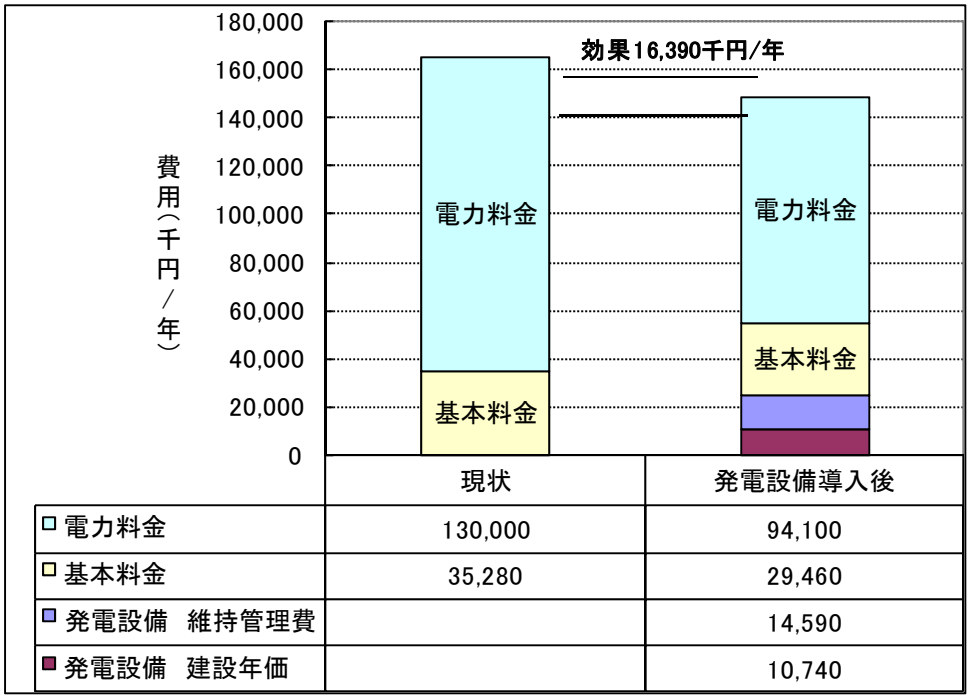
ースも考えられる。例えば、既設の脱硫設備とガスタンクが更新時期を迎え、高度精製設備と中圧ガスタンクに更新することを想定する。この場合の更新費用は既存施設を更新する場合と同程度と考えられる（導入自治体のヒアリングより）。発電機のコストについては、バイオガス用発電機と都市ガス用発電機では、汎用機の方が価格が安いため、その分のコスト削減につながる。さらに、硫化水素やシロキサン等も精製設備にて除去されることから、これらの除去装置も不要となり、その分の設備費や維持管理費も削減できる。

②本ケーススタディは、発電排熱を消化槽の加温に用いる条件で試算を行った。発電排熱は、消化槽の加温に利用する以外にも、排熱温水を利用した冷暖房への活用も考えられる。例えば、夏季は消化槽の加温に必要な熱量が少なく、発電排熱に余剰がある場合では、発電排熱を冷房に利用することで、その分の都市ガスや電気使用量が削減され、燃料費の削減、温室効果ガスの削減が可能となる。発電の導入検討を行う際には、電力の利用だけではなく、発電排熱の利用も考慮して検討することで、より一層のエネルギー有効利用、温室効果ガス削減に繋がる。



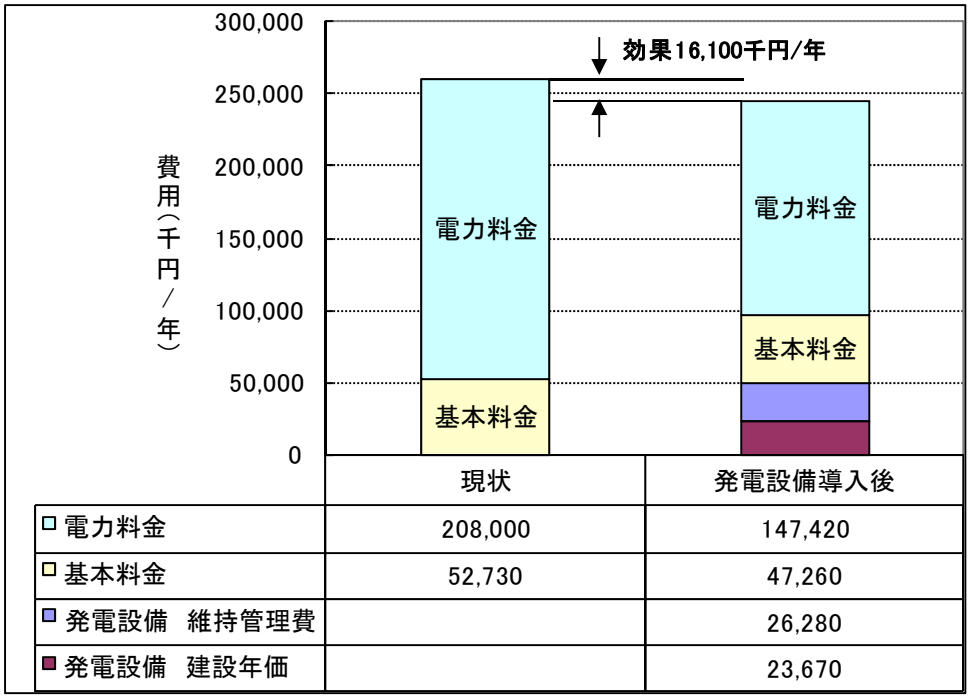
	現状	発電設備導入後
電力料金	44,720	33,470
基本料金	13,450	11,860
発電設備　維持管理費		4,570
発電設備　建設年価		4,480

図-5.12　CASE4-1 における費用対効果の算定結果（20,000m^3/日）



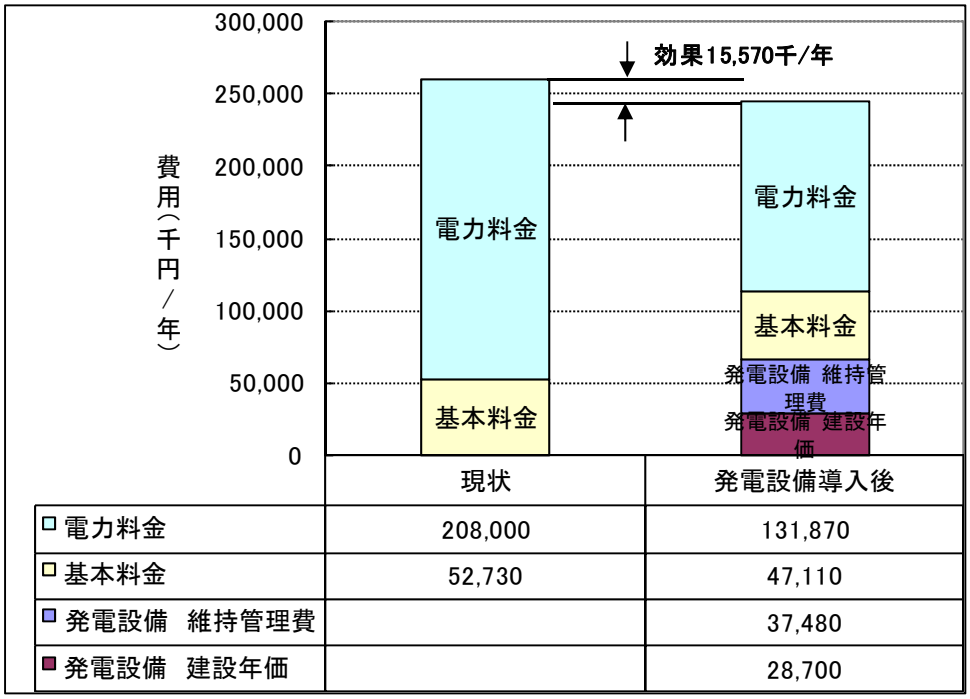
	現状	発電設備導入後
電力料金	130,000	94,100
基本料金	35,280	29,460
発電設備　維持管理費		14,590
発電設備　建設年価		10,740

図-5.13　CASE4-2 における費用対効果の算定結果（50,000m^3/日）



	現状	発電設備導入後
電力料金	208,000	147,420
基本料金	52,730	47,260
発電設備　維持管理費		26,280
発電設備　建設年価		23,670

図-5.14　CASE4-3 における費用対効果の算定結果（100,000m³/日）



	現状	発電設備導入後
電力料金	208,000	131,870
基本料金	52,730	47,110
発電設備　維持管理費		37,480
発電設備　建設年価		28,700

図-5.15　CASE4-4 における費用対効果の算定結果（100,000m³/日）

表-5.26　事業費算出結果（CASE4　発電：発電電力を場内利用する場合）

			CASE4-1	CASE4-2	CASE4-3	CASE4-4	備考
施設規模							
水量		m3/日	20,000	50,000	100,000	100,000	設定値
濃縮汚泥	汚泥量(日平均)	m3/日	110	290	580	580	設定値
	汚泥濃度	%	3.5	3.5	3.5	3.5	設定値
	有機物濃度	%	80.0	80	80	80	設定値
	固形物量	t-DS/日	3.9	10.2	20.3	20.3	汚泥量×汚泥濃度(%)
バイオガス	バイオガス量	Nm3/日	1,690	4,470	8,930	8,930	設定値
	加温ガス量	Nm3/日	46.6%	39.4%	35.0%	35.0%	設定値、下水道統計より
電力	電力使用量	千kWh/年	3,440	10,000	16,000	16,000	設定値、下水道統計より
	契約電力	kW	610	1,600	2,700	2,700	設定値、下水道統計より
	電力料金	千円/年	44,720	130,000	208,000	208,000	電力使用量(千kWh/年)×13円
	基本料金単価	kW/円	1,750	1,750	1,550	1,550	契約電力1kW当たり
	基本料金	千円/年	13,450	35,280	52,730	52,730	契約電力kW×基本料金/kW×1.05×12ヵ月
発電設備	出力	kW	24	24	280	280	
	台数(常時)	台	4	12	2	1	消化ガスの季節変動を考慮
	台数(最大)	台	5	15	2	1	
	台数(平均稼動)	台	4.3	13.8	−	−	維持管理費の計算用
	出力	kW	−	−	−	24	バイオガスの季節変動対応として、中型発電機1台、小型発電機を複数台設置する
	台数(常時)	台	−	−	−	13	
	台数(最大)	台	−	−	−	21	消化ガスの季節変動を考慮
	台数(平均稼動)	台				17.7	維持管理費の計算用
	発電量	kWh/年	865,123	2,761,718	4,660,320	5,855,770	出力×運転台数×運転時間×稼働率
発電設備建設費	機械・電気設備	千円	125,000	300,000	602,790	850,670	
	土木・建築設備	千円	—	—	141,020	57,750	
	計	千円	125,000	300,000	743,810	908,420	
	建設費合計　年価換算値(補助控除)	千円	4,480	10,740	23,670	28,700	利子率2.3%、耐用年数:機電15年、土建50年、補助率55%
発電設備維持管理費		千円/年	4,570	14,590	26,280	37,480	小型発電機＝1台当たりの年間維持管理費×年間平均稼動台数 中型発電機＝1台当たりの年間維持管理費×設置台数
事業費(建設費年価(補助控除)+維持管理費		千円/年	9,050	25,330	49,950	66,180	
便益	購入電力削減	千円/年	11,250	35,900	60,580	76,130	発電量×13円/kWh
	基本料金削減	千円/年	1,590	5,820	5,470	5,620	契約電力削減kW×基本料金1,550円/kW×1.05×12ヵ月
	合計	千円/年	12,840	41,720	66,050	81,750	
収支		千円/年	3,790	16,390	16,100	15,570	削減効果分の費用-事業費

（４）温室効果ガス削減効果

表-5.27に、購入電力量の削減に伴う温室効果ガス排出量削減効果の算定結果を示す。いずれにおいても相応の削減効果が見込まれる。

表-5.27　温室効果ガス排出量削減効果の算定結果

	発電電力量 (kWh/年)	電力 CO_2 排出係数 (t-CO_2/kWh)	地球温暖化係数	温室効果ガス排出削減量 (t-CO_2/年)
CASE4-1	865,123	0.000561	1	485
CASE4-2	2,761,718	0.000561	1	1,549
CASE4-3	4,660,320	0.000561	1	2,614
CASE4-4	5,855,770	0.000561	1	3,285

5-3-2. CASE5（発電②：発電電力を売電する場合）

（１）検討の概要

本ケースにおいては、再生可能エネルギーの全量買取制度※1の導入を仮定して、バイオマス発電による電力を 20 円/kWh で売電されると想定して、「消化槽既設＋発電設備新設」と「消化槽新設＋発電設備新設」について試算する。

消化槽を新設するケースでは、2-2.対象技術とその概要　(2) 1）バイオガス回収技術（p17）で示したように、消化によって汚泥固形物量が減り、後段の汚泥設備容量を小さくすることができるため、脱水機の更新費、汚泥処分費の低減も導入効果として加えて試算する。また、消化槽を新設する場合、前述の効果を盛り込んでも小規模の場合では、事業性がプラスにならない可能性も考えられる。そのため、ほかのバイオマス受け入れを想定したケースでの試算も行った。

なお、本ケースでは発電した電力を売電するため、発電設備の建設費には国庫補助は見込まない。

本ケースにおけるバイオガスの条件は、**表-5.28** に示すとおり前掲の CASE４の場合と施設規模を同じとして設定した。

※1：再生可能エネルギーの導入拡大を進めるため、実用化されている全ての再生可能エネルギー（太陽光発電、風力発電、中水力発電、地熱発電、バイオマス発電）の全量買い取りを電力会社に義務づける制度(太陽光発電については2009年11月より実施済)。同制度の実施は経済産業省が、2010 年 7 月に制度の大枠を取りまとめているところであり、2011年の通常国会提出後2012年度からの同制度実施を目標としているところである。

表-5.28　計算条件

項目	CASE5-1			CASE5-2		CASE5-3		
	5-1-1	5-1-2	5-1-3	5-2-1	5-2-2	5-3-1	5-3-2	備考
消化槽	既設	新設	新設	既設	新設	既設	新設	
日平均水量 (m^3/日)	20,000		20,000 +バイオマス受け入れ	50,000		100,000		設定値
バイオガス発生量 (Nm^3/日)	1,700		1,700+バイオマス由来	4,500		9,000		設定値
加温ガス/バイオガスの割合(%)	46.6 （バイオマス受入の場合も下水汚泥由来のガス量に対して46.6%とする。）			39.4		35.0		下水道統計より
電力使用量（千kWh/年)	3,440			10,000		16,000		下水道統計より
契約電力 (kW)	610			1,600		2,700		下水道統計より
発電機容量	25kW			25kW		280kW		
発電機台数	バイオガスの季節変動から季節毎の運転台数を算出する。その際、発電に利用するガス量は、仮定した発電機台数の運転による排熱で消化槽加温を賄えるかを確認し、消化槽加温が不足する場合には、発電に利用するガス量を減らして、運転台数を調整する。							
発電の排熱利用	消化槽加温							
便益とする項目	発電電力を場外へ売電する。							

（２）検討条件

１）バイオガス量の算定

消化槽投入汚泥量、バイオガス量は、以下の式より算出した。

①消化槽投入汚泥量

5-3-1.CASE4（発電①）　p.122 参照

②バイオガス量

5-3-1.CASE4（発電①）　p.123 参照

③加温ガス/バイオガスの比率

5-3-1.CASE4（発電①）　p.123 参照

④バイオガス量・加温ガス量・有効利用ガス量の季節変動

5-3-1.CASE4（発電①）　p.123 参照

⑤消化槽加温に必要な熱量

5-3-1.CASE4（発電①）　p.124 参照

２）発電設備の条件

5-3-1.CASE4（発電①）　p.124 参照

３）コスト算定条件

消化槽既設と消化槽新設のケースにおいて、コスト試算を行う範囲を**表-5.29** に示す。

表-5.29　コスト試算の範囲

項目	減少する費用	増加する費用
消化槽既設	・売電による電力販売収入	・発電設備建設費、維持管理費
消化槽新設	・売電による電力販売収入 ・消化による汚泥量減少による脱水設備更新費の低減 ・消化による汚泥量減少による泥処分費の低減	・消化槽建設費、維持管理費 ・脱硫設備、ガスホルダの建設費、維持管理費 ・消化による返流水負荷増加による水処理の送風機増加電力

①発電設備の建設費、維持管理費

5-3-1.CASE4（発電①）　p125 参照

②消化槽の建設費、維持管理費

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル　国土交通省都市・地域整備局下水道部社団法人　日本下水道協会（平成 16 年３月）」の費用関数を用いる。（**4-6.事業性の検討及び評価**　p.87 参照）

③脱水機の建設費、維持管理費

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル　国土交通省都市・地域整備局下水道部社団法人　日本下水道協会（平成 16 年３月）」の費用関数を用いる。（**4-6.事業性の検討及び評価** p.88 参照）

④脱硫設備

「下水処理場へのバイオマス（生ごみ等）受け入れの手引き　財団法人　下水道新技術推進機構　2010 年３月」より、次の費用関数を用いる。

建設費（機械設備工事一式）：　Y（百万円）＝0.878×$Q^{0.761}$

Q：処理能力（m^3/時）

維持管理費：　Y（百万円/年）＝0.0796×$Q^{0.761}$

Q：処理能力（m^3/時）

⑤ガスホルダ

「下水処理場へのバイオマス（生ごみ等）受け入れの手引き　財団法人　下水道新技術推進機構　2010 年３月」より、次の費用関数を用いる。

建設費：　Y（百万円）＝10.4×$Q^{0.437}$

Q：貯留容量（m^3）（100≦Q（m^3）≦5,000）

補修費：　Y（百万円/年）＝0.283×$Q^{0.302}$

Q：貯留容量（m^3）

⑥電気料金

売電価格は、20 円/kWh とする。

また、本ケースでは、発電する電力をすべて売電するため、契約電力の削減は見込まない。

⑦汚泥処分費

消化槽を新設する場合は、脱水汚泥処分費の削減分を維持管理費削減分として考慮し、汚泥処分単価は 16,000 円/t-wet とする。

⑧水処理送風機の増加電力

消化槽新設の場合、返流水の窒素負荷、りん負荷が増加するものと想定される。そのため、水処理への負荷が上がり反応タンク送風量が増える可能性があるため、既設送風機能力を確認する必要がある。また、送風量が増えるため、ブロワ動力も高くなることが予想される。

増加負荷量と増加送風量及び送風機軸動力の計算は、「下水処理場へのバイオマス（生ごみ等）受け入れの手引き　財団法人　下水道新技術推進機構　2010 年３月」より、以下の式から試算した。

消化工程増設時の脱水ろ液の濃度を T-N1,000mg/l、T-P124mg/l とし、返流水中の増加する BOD を完全に酸化し，窒素分を完全に硝化すると仮定し、増加する送風量ΔQ（m^3/分）は**式１**、増加する送風機軸動力ΔL_S（kW）は**式２**より簡易的に計算する。

$$\Delta Q = 2.46 \times (0.6 \times CL_{BOD,R} + 4.57 \times CL_{KN,R}) \times 10^{-2}$$ ・・・・・（１）

$\Delta L_S = 2.83 \times (0.6 \times CL_{BOD,R} + 4.57 \times CL_{KN,R}) \times 10^{-2}$・・・・・（２）

ここで,

$CL_{BOD,R}$：返流水の増加 BOD 量（kg/日）

$CL_{KN,R}$ ：返流水の増加ケルダール窒素量(≒T-N) （kg/日）

⑨国庫補助の適用

発電した電力を売電するため、発電設備の建設費には、国庫補助は見込まない。

消化槽、脱水機、脱硫設備、ガスホルダの建設費には、国庫補助 55%を見込む。

４）評価の考え方

発電設備導入前後で場内の使用電力量は変わらないため、発電電力の売電分をすべて収入とみなす。

各ケースの経済性は、技術導入により得られる便益 B と技術導入に必要な費用 C を比較し、B＞C となる場合について、事業性ありと評価する。

①消化槽既設＋発電設備新設のケース

B＝年間の売電収入

C＝発電設備建設費（年価）＋発電設備の年間維持管理費

②消化槽新設＋発電設備新設のケース

B＝年間の売電収入＋年間の汚泥処分費削減分＋脱水機の更新費の削減分

C＝発電設備建設費（年価）＋消化槽建設費（年価）＋発電設備の年間維持管理費
＋消化槽の年間維持管理費

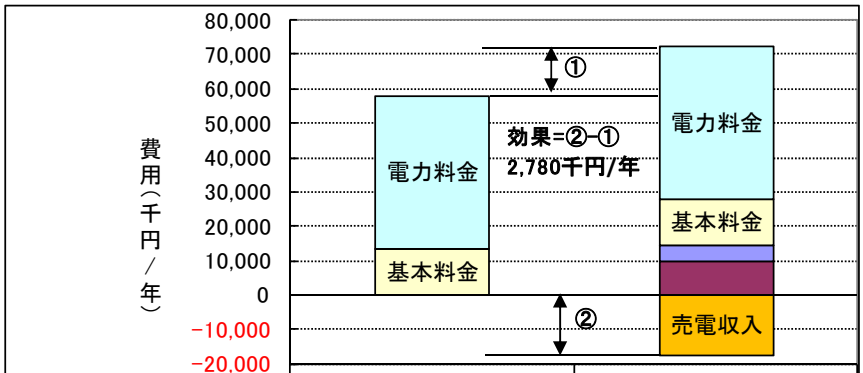
（３）ケーススタディ結果

試算の結果を**図-5.16**、**図-5.17**、**図-5.18**、**図-5.19**、**図-5.20** 及び**図-5.21** に示す。

消化槽が既設の処理場にバイオガス発電を導入した場合、処理場規模が 20,000m^3/日、50,000m^3/日、100,0000m^3/日において、発電設備の建設費年価と年間維持管理費よりも発電による売電による収入が大きくなり、バイオガス発電導入による効果があると試算された。20,000m^3/日、50,000m^3/日では、小型発電機を複数台設置し、その建設費、維持管理費は最近の導入事例を反映した価格となっているため、小規模施設でも発電導入によるメリットが見られる結果となった。100,000 m^3/日では、従来の発電設備の価格を用いて試算していることから、50,000m^3/日よりも便益が小さくなった。

消化槽を新設する場合では、売電による収入のほかに、脱水機更新費用の低減、汚泥処分費の低減の便益があるが、20,000 m^3/日では、消化槽の建設費と維持管理費が便益よりも高くなってしまい、導入効果が見られない結果となった。50,000m^3/日、100,000m^3/日の処理場では、消化槽の建設費と維持管理費よりも、売電収入と汚泥処分費削減費用が上回り、消化槽を新設しても、導入メリットがあると試算された。

1）CASE5-1



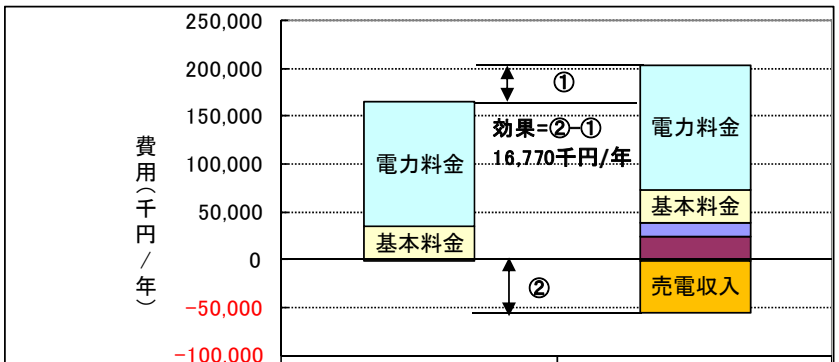
	現状	発電設備導入後
売電収入		-17,300
電力料金	44,720	44,720
基本料金	13,450	13,450
発電設備　維持管理費		4,570
発電設備　建設年価		9,950

図-5.16　CASE5-1-1 の費用対効果の算定結果（20,000m^3/日、消化槽既設）

	現状	発電設備導入後
水処理送風機の増加電力		1,009
脱水機 維持管理費	48,800	36,000
脱水機 建設費年価	22,275	18,180
売電収入		-17,300
ガスホルダ 維持管理費		2,200
ガスホルダ 建設年価		7,080
脱硫設備 維持管理費		2,000
脱硫設備 建設年価		800
汚泥処分費	102,200	71,000
電力料金	44,720	44,720
基本料金	13,450	13,450
発電設備 維持管理費		4,570
発電設備 建設年価		9,950
消化槽 建設年価		29,570
消化槽 維持管理費		18,600

図-5.17　CASE5-1-2 の費用対効果の算定結果（20,000m^3/日、消化槽新設）

２）CASE5-2



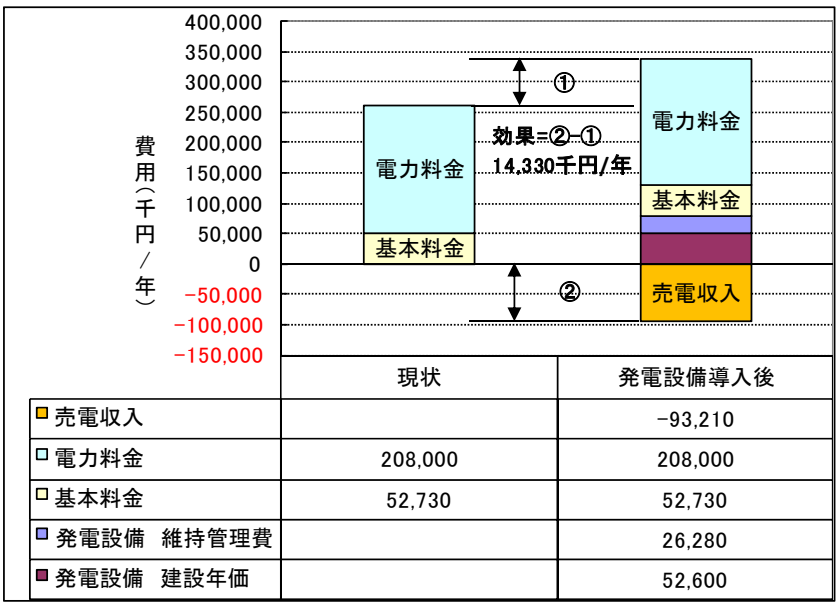
	現状	発電設備導入後
売電収入		-55,230
電力料金	130,000	130,000
基本料金	35,280	35,280
発電設備　維持管理費		14,590
発電設備　建設年価		23,870

図-5.18　CASE5-2-1 の場合の費用対効果の算定結果（50,00m^3/日、消化槽既設）

	現状	発電設備導入後
水処理送風機の増加電力		2,990
脱水機 維持管理費	87,000	64,100
脱水機 建設費年価	32,850	26,685
売電収入		-55,230
ガスホルダ 維持管理費		2,900
ガスホルダ 建設年価		10,830
脱硫設備 維持管理費		4,300
脱硫設備 建設年価		1,680
汚泥処分費	269,440	187,190
電力料金	130,000	130,000
基本料金	35,280	35,280
発電設備 維持管理費		14,590
発電設備 建設年価		23,870
消化槽 建設年価		44,550
消化槽 維持管理費		27,200

図-5.19　CASE5-2-2 の費用対効果の算定結果（50,000m^3/日、消化槽新設）

３）CASE5-3



	現状	発電設備導入後
売電収入		-93,210
電力料金	208,000	208,000
基本料金	52,730	52,730
発電設備　維持管理費		26,280
発電設備　建設年価		52,600

図-5.20　CASE5-3-1 の費用対効果の算定結果（100,000m^3/日、消化槽既設）

	現状	発電設備導入後
水処理送風機の増加電力		5,980
脱水機 維持管理費	131,400	96,900
脱水機 建設費年価	42,840	35,010
売電収入		-93,210
ガスホルダ 維持管理費		3,600
ガスホルダ 建設年価		14,660
脱硫設備 維持管理費		7,200
脱硫設備 建設年価		2,840
汚泥処分費	538,870	374,370
電力料金	208,000	208,000
基本料金	52,730	52,730
発電設備 維持管理費		26,280
発電設備 建設年価		52,600
消化槽 維持管理費		35,600
消化槽 建設年価		60,530

図-5.21　CASE5-3-2 の費用対効果の算定結果（100,000m^3/日、消化槽新設）

表-5.30　事業費算出結果（CASE5　発電：発電電力を売電する場合）

			CASE5-1-1	CASE5-1-2	CASE5-2-1	CASE5-2-2	CASE5-3-1	CASE5-3-2	備考
施設規模			消化槽既設	消化槽新設	消化槽既設	消化槽新設	消化槽既設	消化槽新設	
水量		m3/日	20,000	20,000	50,000	50,000	100,000	100,000	設定値
濃縮汚泥	汚泥量(日平均)	m3/日	110	110	290	290	580	580	設定値
	汚泥濃度	%	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	設定値
	有機物濃度	%	80	80	80	80	80	80	設定値
	固形物量	t-DS/日	3.9	3.9	10.2	10.2	20.3	20.3	汚泥量×汚泥濃度(%)
バイオガス	バイオガス量	Nm3/日	1,690	1,690	4,470	4,470	8,930	8,930	設定値
	加温ガス量	Nm3/日	46.6%	46.6%	39.4%	39.4%	35%	35.0%	設定値、下水道統計より
消化汚泥	有機物量(日平均)	t-VS/日	1.5	1.5	10.2	10.2	20.3	20.3	濃縮汚泥量×固形物濃度
	固形物量(日平均)	t-DS/日	2.3	2.3	8.1	8.1	16.2	16.2	固形物量×有機物濃度
脱水汚泥	含水率	%	81	81	81	81	81	81	設定値
	汚泥量(日平均)	t-wet/日	12.2	12.2	32.1	32.1	64.1	64.1	固形物量÷[(100-含水率)/100]
電力	電力使用量	千kWh/年	3,440	3,440	10,000	10,000	16,000	16,000	設定値、下水道統計より
	契約電力	kW	610	610	1,600	1,600	2,700	2,700	設定値、下水道統計より
	電力料金	千円/年	44,720	44,720	130,000	130,000	208,000	208,000	電力使用量(千kWh/年)×13円
	基本料金単価	kW/円	1,750	1,750	1,750	1,750	1,550	1,550	契約電力1kW当たり
	基本料金	千円/年	13,450	13,450	35,280	35,280	52,730	52,730	契約電力kW×基本料金/kW×1.05×12ヵ月
発電設備	出力	kW	24	24	24	24	280	280	
	台数(常時)	台	4	4	12	12	2	2	
	台数(最大)	台	5	5	15	15	2	2	消化ガスの季節変動を考慮
	台数(平均稼動)	台	4.3	4.3	13.8	13.8	ー	ー	維持管理費の計算用
	発電量	kWh/年	865,123	865,123	2,761,718	2,761,718	4,660,320	4,660,320	出力×運転台数×運転時間×稼働率
発電設備建設費	機械・電気設備	千円	125,000	125,000	300,000	300,000	602,790	602,790	
	土木・建築設備	千円	-	-	-	-	141,020	141,020	
	計	千円	125,000	125,000	300,000	300,000	743,810	743,810	
	建設費合計　年価換算値(補助無し)C1	千円/年	9,950	9,950	23,870	23,870	52,600	52,600	利子率2.3%、耐用年数:機電15年、土建50年
発電設備維持管理費C2		千円/年	4,570	4,570	14,590	14,590	26,280	26,280	小型発電機＝1台当たりの年間維持管理費×年間平均稼動台数 中型発電機＝1台当たりの年間維持管理費×設置台数
濃度1%換算濃縮汚泥量		m^3/日	-	481	-	1,269	-	2,538	日最大(日平均÷0.8) 消化槽費用関数の計算用
消化タンク建設費	土木建築施設	億円	-	5.0	-	8.5	-	12.4	Y(億円)=0.169Qd^0.539×
	機械設備	億円	-	6.0	-	8.6	-	11.3	Y(億円)=0.516Qd^0.385×(104.4/97.6)※1
	計	億円	-	11.0	-	17.1	-	23.7	
	建設費合計　年価換算値(補助控除)C3	千円/年	-	29,570	-	44,550	-	60,530	利子率2.3%、耐用年数:機電15年、土建45年、補助率55%
消化タンク維持管理費C4		千円/年	-	18,600	-	27,200	-	35,600	Y(百万円/年)=0.171(Qd×0.8×365)^0.390×(104.4/97.6)※1
脱水機更新費	土木建築施設	億円	-	3.0	-	4.6	-	6.3	Y(億円)=0.227×Qd^0.444×(104.4/97.6)※1
	機械設備	億円	-	3.8	-	5.5	-	7.1	Y(億円)=0.434×Qd^0.373×(104.4/97.6)※1
	計	億円	-	6.8	-	10.1	-	13.4	
	建設費合計　年価換算値(補助控除)	千円/年	-	40,400	-	59,300	-	77,800	利子率2.3%、耐用年数:機電15年、土建50年、補助率55%
脱水機維持管理費		千円/年	-	36,000	-	64,100	-	96,900	Y(百万円/年)=0.039*(Qd×0.8×365)^0.596×(104.4/97.6)※1
脱硫設備	建設費	百万円	-	22	-	47	-	79	Y(百万円)=0.878×Q^0.761※2
	年価換算値(補助控除)C5	千円/年	-	800	-	1,680	-	2,840	利子率2.3%、耐用年数:15年
	維持管理費C6	千円/年	-	2,000	-	4,300	-	7,200	Y(百万円/年)=0.0796×Q^0.761※2
ガスホルダ	建設費	百万円	-	198	-	303	-	409	Y(百万円)=10.4×Q^0.437※2
	年価換算値(補助控除)C7	千円/年	-	7,080	-	10,830	-	14,660	利子率2.3%、耐用年数:15年
	維持管理費C8	千円/年	-	2,200	-	2,900	-	3,600	Y(百万円/年)=0.283×Q^0.302※2
汚泥処分費		千円/年	-	71,000		187,190	-	374,370	16,000円×汚泥処分量
水処理送風機の増加電力C9		千円/年	-	1,009	-	2,990	-	5,980	
便益	電力販売収入B1	千円/年	17,300	17,300	55,230	55,230	93,210	93,210	発電量×20円/kWh
	脱水機更新費　削減効果(補助控除)B2	千円/年	-	4,095	-	6,165	-	7,830	消化による汚泥量減少による脱水設備更新費の低減分
	脱水機維持管理費　削減効果B3	千円/年	-	12,800	-	22,900	-	34,500	消化による汚泥量減少による脱水設備更新費の低減分
	汚泥処分費削減分B4	千円/年	-	31,200	-	82,250	-	164,500	消化による汚泥量減少による泥処分費の低減分
事業費C(C1＋C2＋C3＋C4＋C5+C6+C7+C8+C9		千円/年	14,520	75,779	38,460	132,910	78,880	209,290	
便益B(B1+B2+B3+B4)		千円/年	17,300	65,395	55,230	166,545	93,210	300,040	
収支		千円/年	2,780	-10,384	16,770	33,635	14,330	90,750	

※1：バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル　国土交通省都市・地域整備局下水道部社団法人　日本下水道協会（平成16年3月）より
※2：下水処理場へのバイオマス（生ごみ等）受け入れの手引き　財団法人　下水道新技術推進機構　2010年3月　より

（４）温室効果ガス削減効果

１）算定条件

①消化工程の電力

消化工程電力消費は、設計事例から、投入濃縮汚泥量１m^3当たり 5.3kWh として算定した。

②脱水機の電力

消化工程を増設した場合は、脱水機の電力増加による温室効果ガス排出量の増加分を算定した。脱水機の消費電力は、「高効率型圧入式スクリュープレス脱水機技術マニュアル　2006 年３月」の試算例から設定した。

脱水機消費電力：　5.8kWh／ｔ-wet（直脱）

20 kWh／t-wet（消化脱水）

２）算定結果

表-5.31 に、購入電力量の削減に伴う温室効果ガス排出量削減効果の算定結果について示す。いずれにおいても前掲の CASE4 の結果と同じ削減効果が見込まれる。

表-5.31　温室効果ガス排出量削減効果の算定結果

	発電電力量 (kWh/年)	消化工程の電力消費（kWh/年)	脱水機の増加電力 (kWh/年)	水処理送風機の増加電力 (kWh/年)	CO_2排出係数（ｔ-CO_2/kWh)	地球温暖化係数	温室効果ガス排出量削減量 (t-CO_2/年)
CASE5-1-1	865,123	-	-	-	0.000561	1	485
CASE5-1-2	865,123	212,795	51,705	77,594	0.000561	1	293
CASE5-2-1	2,761,718	-			0.000561	1	1,549
CASE5-2-2	2,761,718	561,005	136,314	229,987	0.000561	1	1,029
CASE5-3-1	4,660,320	-	-	-	0.000561	1	2,614
CASE5-3-2	4,660,320	1,122,010	272,627	459,973	0.000561	1	1,574

（５）CASE5-1-3　複合バイオマス受け入れ

１）検討の概要

CASE5-1-2 で消化槽新設のケースを設定したが、採算性が見られなかったため、複合バイオマスを受け入れた場合を試算する。受け入れるバイオマスとしては、事業系生ごみ、し尿、浄化槽汚泥を対象とする。生ごみについては、下水処理施設へ受け入れることで、生ごみの持つエネルギーをバイオガスとして取り出し、有効利用することができる。し尿、浄化槽汚泥については、下水道普及率の増加に伴い、今後、減少していくことが予想される。し尿処理施設も下水道と同様に多くのエネルギーを消費する施設であることから、施設の老朽化に伴う改築・更新時期には、下水処理施設と連携することで、経済性や環境性の面での効率的なシステムを検討する必要がある。

２）検討条件

①設定条件

本ケースでは、処理場の現有能力 33,000m^3/日（日最大 25,000m^3/日、日平均 20,000m^3/日）、その都市の人口を 85,000 人と設定した。

生ごみについては、人口 85,000 人程度の他都市の例を参考に、事業系可燃ごみが 13t/日排出されるとし、生ごみ比率 30%、排出率 85%とし、事業系生ごみ量として 3.3t/日受け入れることを想定する。し尿、浄化槽汚泥については、下水道普及率を 90%と設定した。設定条件を以下に示す。

なお、本ケースでは消化槽を新設するが、消化槽の容量は、下水濃縮汚泥を対象に滞留日数 30 日（中温消化 35℃程度）を確保できる容量とする。消化槽の処理条件の目安として、中温消化での滞留日数 20～30 日（下水道施設計画・設計指針と解説より）、消化槽の有機物負荷の上限値は 3.0 kg-VS/m^3・日（下水道施設維持管理指針より）を設定する。バイオマス受け入れにより、消化槽の滞留時間は 26.5 日、有機物負荷は 1.116kg-VS/m^3・日となり、処理条件の目安の範囲内であるため、本ケースではバイオマス受け入れ分の消化槽増設は行わないこととする。

表-5.32　バイオマス受け入れの設定条件

【CASE　5-1-3】

人口	85,000	人	
下水道	76,500	人	90%
し尿汲み取り	4,250	人	5%
浄化槽	4,250	人	5%

【終末処理場】

（１）水処理

■水処理施設諸元

現有処理能力	33,000	m^3/日	日最大

■水処理実績

晴天時日最大汚水量	25,000	m^3/日	日平均÷0.8
晴天時日平均汚水量	20,000	m^3/日	

（２）汚泥処理施設

■汚泥処理施設諸元

汚泥処理フロー	濃縮→消化→脱水（遠心脱水機）→処分

項　目			値	単位	備考
処理能力	消化タンク	タンク容量	4,200	m^3	新設
		計画消化日数	30	日	
		消化温度	35	℃	
	脱水機	方式	遠心脱水機		
		処理総能力	200	m^3/日	

【受入バイオマス】

項　目		値	単位	備考
家庭系生ごみ	日平均	0.0	t-wet/日	
事業系生ごみ	日平均	3.3	t-wet/日	
し尿	日平均	9.8	kℓ/日	2.3 ℓ/(人・日)
浄化槽汚泥※	日平均	7.9	kℓ/日	1.85 ℓ/(人・日)

※浄化槽汚泥原単位は、合併：2.6L・日、単独：1.1L/人・日とし、人口割合を１：１として平均したもの

３）コスト算定条件

「下水処理場へのバイオマス（生ごみ等）受け入れの手引き　財団法人　下水道新技術推進機構　2010 年３月」に従って行うものとする。

経済性の評価において、下水処理費用の積算範囲、ごみ処理費用の積算範囲、し尿処理費用の積算範囲を表-5.33、表-5.34、表-5.35 に示す。

表-5.33　下水処理費用積算対象項目（▲：費用増加、◎：費用減少）

	項　目	内　容（網掛けを対象とする）
建設費	▲導入施設建設費	受入・前処理設備、ガス利用設備（ガスホルダ、発電設備等）、（増設又は新設する）消化設備・脱水設備
	▲既施設改造費	・ポンプ、配管類の増強（費用小→対象外）
運転費	▲導入施設運転費	・薬品費、労務費（規模により現状下水道維持管理要員で対応可能等、詳細な検討が必要なため対象外） ・電力費、点検補修費
	▲既施設運転費の変化分	消化設備運転費（電力費等）、脱水設備運転費（電力費、薬品費等）（費用小→対象外）
	▲既施設運転費の変化分	水処理送風機設備の電力量の増加
	◎既施設運転費の変化分	バイオガス発電による購入電力量の減少
その他	▲前処理異物処分費	受け入れバイオマス由来の増加分
	▲脱水汚泥処分費	受け入れバイオマス由来の増加分

※開業費用、固定資産税・都市計画税・消費税、保険費用、金融費用（借入金利・借入手数料）は含まず

※水処理反応タンクへの送風量の増加は、既設送風機で対応できるものと仮定した

表-5.34　ごみ処理費用積算対象項目（▲：費用増加、◎：費用減少）

	項　目	内　容（網掛けを対象とする）
建設費	◎焼却施設建設費	下水道受け入れ生ごみ分の焼却施設建設費
収集運搬費	▲生ごみ分別収集費	生ごみとその他可燃ごみと分けて収集するため、人件費、燃料費等が増加 （収集方法等の詳細な検討が必要であることから対象外）
運転費	◎焼却施設運転費	下水道受け入れ生ごみ分の焼却施設運転費
運転費	◎焼却施設運転費	生ごみがなくなることによる補助燃料削減費

表-5.35　し尿処理費用積算対象項目（▲：費用増加、◎：費用減少）

	項　目	内　容（網掛けを対象とする）
建設費	◎し尿処理施設建設費	下水道受け入れし尿等の処理施設建設費
収集運搬費	▲し尿等の収集費	し尿等を収集し、下水処理場へ搬送 （収集方法等の詳細な検討が必要であることから対象外）
運転費	◎し尿処理施設運転費	下水道受け入れし尿等の処理施設運転費

４）計算結果

①バイオガス発生量

生ごみ及びし尿、浄化槽汚泥受け入れによって増加するバイオガスを試算する。生ごみ 3.3t/日、し尿 9.8kL/日、浄化槽汚泥 7.9kL/日を受け入れることで、バイオガス発生量は 2,267Nm^3/日（日平均）になると試算された。

表-5.36　生ごみ受け入れによるガス発生量（日平均）

記号	項目				根拠	単位	生ごみ 事業系	し尿	浄化槽汚泥	濃縮汚泥	総合	備考
a	受入条件	受入	受入物	搬入量	c÷（1-A）	t-wet/日	3.7	9.8	7.9	110.0	131.3	
b				異物量	a ×A	t-wet/日	0.4	0.07	0.02	0.0	0.5	
c		消化タンク	投入物	湿重量	設定値	t-wet/日	3.3	9.7	7.8	110.0	130.9	
d				固形物量	c×B	t-DS/日	0.7	0.1	0.1	3.9	4.8	
e				水分量	c－d	t/日	2.6	9.6	7.8	106.2	126.1	
f				有機物量	d×C	t-VS/日	0.7	0.1	0.1	3.1	3.9	
g				固形物濃度	d÷c	%	－	1.5	1.0	3.5	3.7	
A	計算条件	受入	受入物	異物割合	設定値	%	10	0.7	0.3	0		
B		消化タンク	投入物	固形物濃度(TS)	設定値	%	22.0	1.5	1.0	3.50		湿重量当たり
C				有機物濃度(VS)	設定値	%-TS	94.0	60.0	80.0	80.0		TS当たり
D			ガス発生	有機物分解率	設定値	%	80.0	50.0	40.0	50.0		投入VS当たり
E				消化ガス転化量	設定値	Nm^3/kg-VS	0.740	0.50	0.35	0.550		投入VS当たり
F				メタンガス低位発熱量	一般値	kJ/Nm^3	35,739	35,739	35,739	35,739		1cal＝4.18J
G				メタン濃度	設定値	%	60	70.0	65.0	60		
H				ガス発熱量	F×G	kJ/Nm^3	21,443	25,017	23,230	21,443	112,578	
L		脱水機	脱水汚泥含水率		設定値	%	81	81	81	81	81	
①	計算結果	消化タンク	分解有機物量		f ×D	t-VS/日	0.55	0.04	0.03	1.54	2.16	
②			消化汚泥	有機物量	f－①	t-VS/日	0.14	0.04	0.04	1.54	1.76	
③				固形物量	②＋（d－f）	t-DS/日	0.18	0.10	0.05	2.31	2.65	
④			ガス発生	発生量	f ×E×1000	Nm^3/日	507	44	22	1,694	2,267	
⑤				全熱量	H×④÷1000	MJ/日	10,878	1,093	510	36,325	48,806	
⑧		脱水機	投入汚泥量		＝c	t-wet/日	3.3	9.7	7.8	110.0	130.9	
⑨			投入汚泥濃度		③÷⑧	%	－	1.1	0.7	2.1	2.0	
⑩			脱水汚泥量		③/(1-L)	t-wet/日	0.95	0.54	0.28	12.2	13.93	
⑪			脱水汚泥固形物量		=③	t-DS/日	0.18	0.10	0.05	2.31	2.65	
⑫			脱水ろ液量		c－⑩	m^3/日	2.36	9.17	7.56	97.84	116.93	

②経済性

バイオマス受け入れによって、**表-5.33**、**表-5.34**、**表-5.35** に示した費用について、増加分、削減分を試算した。

経済性の試算結果を**表-5.37**、**図-5.22** に示す。下水道での建設費、維持管理費が増加するが、ごみ処理施設の更新費、し尿処理施設の更新費の削減効果が大きく、経済効果は、年間約１千万円の削減になると試算された。

表-5.37　バイオマス受け入れによる費用対効果のまとめ（20,000m³/日、消化槽新設）

■ごみ処理施設建設費含む（環境省、国交省補助あり）

			増加	減少
下水道	建設費	生ごみ前処理	25.4	
		し尿等前処理	16.6	
		混合設備１	2.4	
		混合設備２	1.6	
		混合設備３	2.8	
		脱硫装置	0.3	
		発電設備	12.5	
		ガスホルダ	4.0	
		消化設備	34.4	
		脱水設備	0.0	
	補修費	生ごみ前処理	15.4	
		し尿等前処理	5.5	
		混合設備１	1.3	
		混合設備２	0.8	
		混合設備３	1.4	
		脱硫設備	0.8	
		発電設備	7.4	
		ガスホルダ	1.5	
		消化設備	20.0	
		脱水設備	0.0	
	電気料金	消費	11.3	
		発電		26.6
	脱水汚泥処分		0.0	
環境	建設費	ごみ		28.3
		し尿		48.4
	運転費	ごみ		31.8
		し尿		50.2
合　計			165.5	208.3
差し引き				-42.8

（単位：百万円/年）

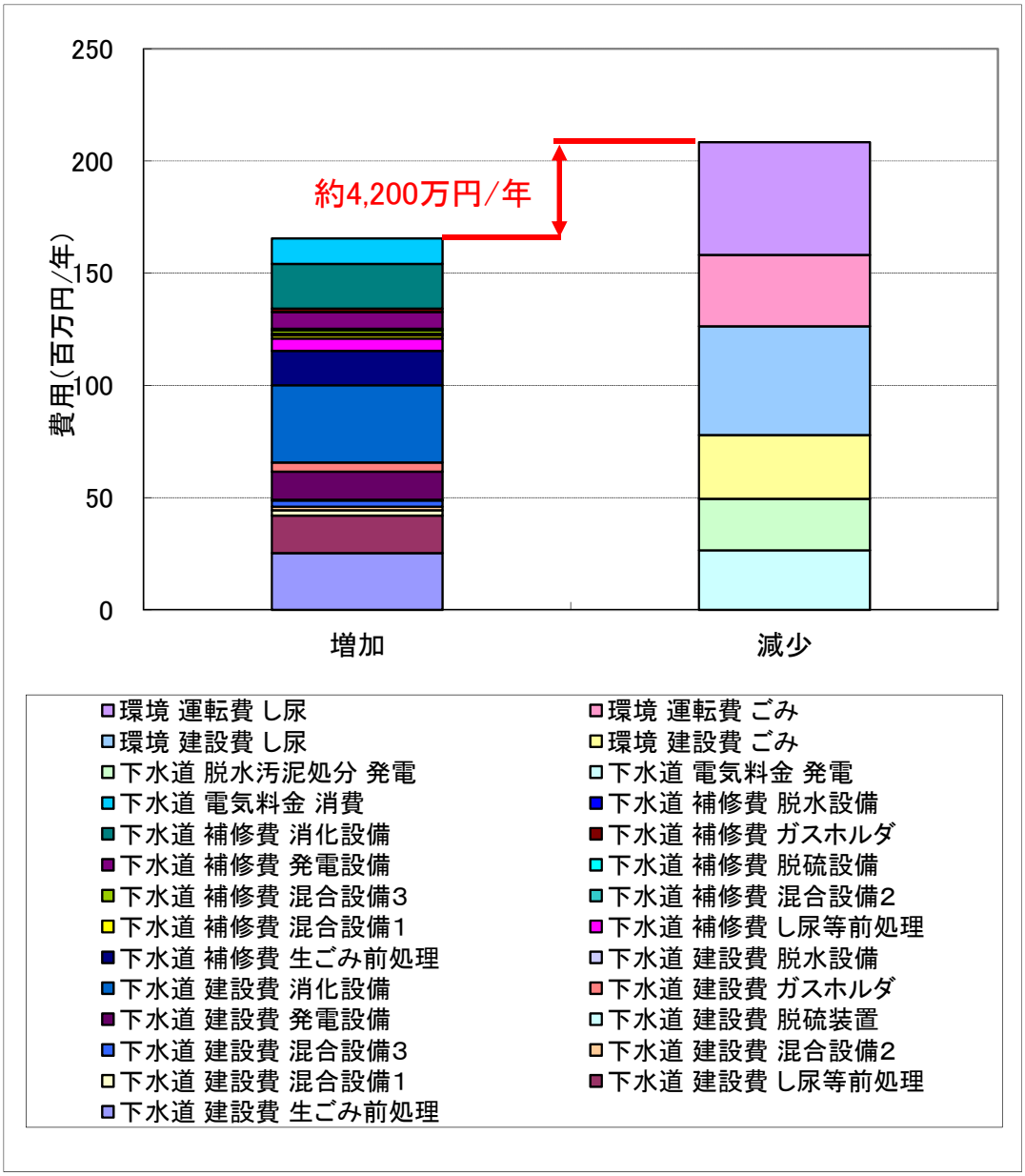


図-5.22　バイオマス受け入れによる費用対効果の算定結果

(20,000m^3/日、消化槽新設)　CASE5-1-3

建設費については、国土交通省と環境省の交付金による助成（国土交通省：5.5/10、環境省：1/3）を考慮して試算した。なお、ごみ焼却炉及びし尿処理場の更新費については、発電設備や熱回収設備、汚泥資源化設備等を付加したものでないと助成対象にならないため、環境省の助成は考慮していない。

表-5.38　バイオマス受け入れによる増加設備の建設費・維持管理費(1/2)

						集約処理		備　考
						費用増加	費用減少	
下水道	建設費	建設費	生ごみ前処理 (生ごみ搬入量)	土木	億円	0.87		(日最大処理量)
				建築	億円	1.90		
				機械設備	億円	3.55		
				電気設備	億円	1.17		
				合計	億円	7.49		
			し尿等前処理	土木・建築	億円	1.64		(日最大処理量)
				機械設備	億円	2.47		
				電気設備	億円	0.73		
				合計	億円	4.84		
			混合設備１ (下水汚泥＋し尿,浄化槽)	土木・建築	億円	0.34		(下水日最大×0.8＋し尿浄化槽日最大) ×1日
				機械設備	億円	0.58		
				電気設備	億円	0.11		槽容量 (m3)
				合計	億円	1.04		130
			混合設備２ (下水汚泥＋生ごみ)	土木・建築	億円	0.17		(下水日最大×0.2＋生ごみ日最大) ×1日
				機械設備	億円	0.36		
				電気設備	億円	0.06		槽容量 (m3)
				合計	億円	0.60		41
			混合設備３ (下水汚泥＋し尿，浄化槽＋生ごみ)	土木・建築	億円	0.40		(日最大処理量1日間)
				機械設備	億円	0.65		槽容量 (m3)
				電気設備	億円	0.13		171
				合計	億円	1.18		
			脱硫装置	建設費	億円	0.10		消化ガス生ごみ＋し尿分
			発電設備	機械設備	億円	1.75		消化ガス全量（日平均ガス量) 発電機：25kW,2500万円/台
				電気設備	億円			
				合計	億円	1.75		
			ガスホルダ	建設費	億円	1.24		消化ガス生ごみ＋し尿分の0.5日分
			消化設備	土木	億円	4.96		
				機械	億円	5.85		
				合計	億円	10.81		
			脱水設備	土木	億円			
				機械	億円			
				合計	億円			
		建設年価	生ごみ前処理	土木	百万円/年	3.0		
				建築	百万円/年	6.6		
				機械設備	百万円/年	20.1		
				電気設備	百万円/年	8.4		
				合計	百万円/年	38.1		
			し尿等前処理	土木・建築	百万円/年	5.7		
				機械設備	百万円/年	14.0		
				電気設備	百万円/年	5.3		
				合計	百万円/年	24.9		
			混合設備１ (下水汚泥＋し尿,浄化槽)	土木・建築	百万円/年	1.2		
				機械設備	百万円/年	3.3		
				電気設備	百万円/年	0.8		
				合計	百万円/年	5.3		
			混合設備２ (下水汚泥＋生ごみ)	土木・建築	百万円/年	0.6		
				機械設備	百万円/年	2.1		
				電気設備	百万円/年	0.4		
				合計	百万円/年	3.1		
			混合設備３ (下水汚泥＋し尿，浄化槽＋生ごみ)	土木・建築	百万円/年	1.4		
				機械設備	百万円/年	3.7		
				電気設備	百万円/年	0.9		
				合計	百万円/年	6.0		
			脱硫装置	建設費	百万円/年	0.7		
			発電設備	機械設備	百万円/年	12.5		
				電気設備	百万円/年			
				合計	百万円/年	12.5		
			ガスホルダ	建設費	百万円/年	8.9		
			消化設備	土木	百万円/年	16.0		
				機械	百万円/年	59.6		
				合計	百万円/年	75.6		
			脱水設備	土木	百万円/年			
				機械	百万円/年			
				合計	百万円/年			

表-5.38　バイオマス受け入れによる増加設備の建設費・維持管理費(2/2)

						集約処理		備　考
						費用増加	費用減少	
下水道	運転費	補修費	生ごみ前処理		百万円/年	15.4		異物込み
			し尿等前処理		百万円/年	5.5		
			混合設備１		百万円/年	1.3		
			混合設備２		百万円/年	0.8		
			混合設備３		百万円/年	1.4		
			脱硫設備		百万円/年	0.8		消化ガス生ごみ分
			発電設備		百万円/年	7.4		消化ガス全量
			ガスホルダ		百万円/年	1.5		消化ガス生ごみ分
			消化設備		百万円/年	20.0		
			脱水設備		百万円/年			
			合計		百万円/年	54.1		
		電気料金	消費	生ごみ前処理	kWh/年	166,070		
				し尿等前処理	kWh/年	302,005		
				混合設備１	kWh/年	104,207		
				混合設備２	kWh/年	58,786		
				混合設備３	kWh/年	119,185		
				水処理送風機	kWh/年	119,234		
				合計	kWh/年	869,488		
			料金		百万円/年	11.3		13円/kWh
			発電	電力量	kWh/年		1,330,790	
			電力販売		百万円/年		26.6	20円/kWh
		脱水汚泥等処分費（異物＋脱水汚泥増加分）			百万円/年		23.0	16000円/t
ごみ・し尿処理	建設費	建設費	ごみ処理施設	土木・建築	億円		1.14	全体の25%と設定
				機械・電気	億円		3.41	全体の75%と設定
				合計	億円		4.54	異物含まず
			し尿処理施設	土木・建築	億円		1.94	全体の25%と設定
				機械・電気	億円		5.82	全体の75%と設定
				合計	億円		7.76	
		建設年価	ごみ処理施設	土木・建築	百万円/年		3.94	
				機械・電気	百万円/年		24.41	
				合計	百万円/年		28.35	
			し尿処理施設	土木・建築	百万円/年		6.72	
				機械・電気	百万円/年		41.69	
				合計	百万円/年		48.41	
	運転費		ごみ処理施設	ごみ処理費	百万円/年		26.62	22000円/t
				燃料費	百万円/年		5.15	
				合計	百万円/年		31.77	
			し尿処理施設	ごみ処理費	百万円/年		50.21	7800円/kl
				燃料費	百万円/年			
				合計	百万円/年		50.21	
総　計					百万円/年	241	208	
差し引き					百万円/年	32.2		

5-3-3. CASE６（ガス導管注入）

（１）検討の概要

本ケースは、嫌気性消化槽が稼働している下水処理場で、ガス精製装置を導入して精製ガスを都市ガス用として導管注入するものである。ここでは、その効果を従来とおりの脱硫装置とガスホルダを更新する場合と比較して紹介する。

検討の対象範囲を**表-5.39** に示す。

表-5.39　CASE6 における検討

	単純更新	バイオガス精製＋都市ガス利用
検討の範囲	［脱硫・ガス貯留設備の更新］ 既存の脱硫装置、ガスホルダと同じ設備を更新することとし、ガス有効利用は行わないため、ガス有効利用の建設費、維持管理費、事業収入はない。	［バイオマス精製・導管注入］ 脱硫装置、ガスホルダ（中圧）、導管接続設備に更新し、ガス有効利用による事業収入を考慮する。

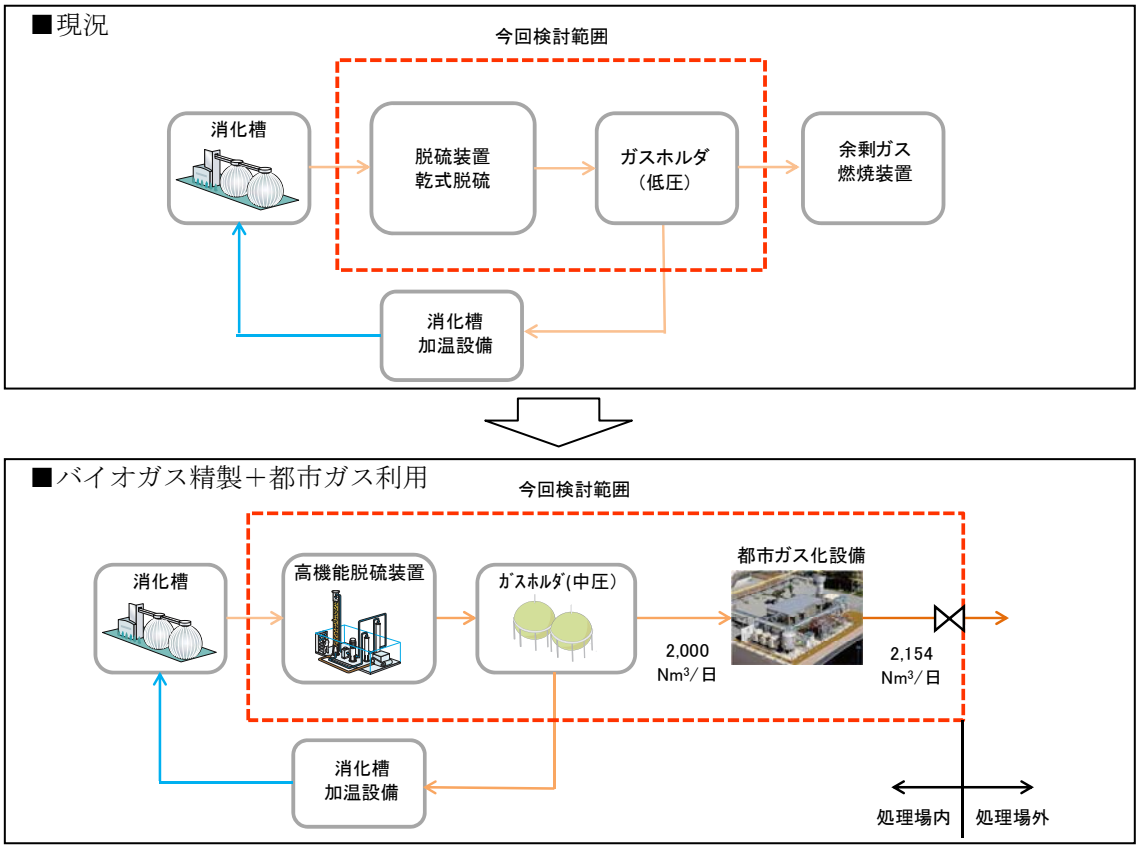


図-5.23　CASE6 における設備構成とフロー

（２）検討条件

１）バイオガスの設定

本ケースにおけるバイオガスの条件を**表-5.40** に示す。本ケースは、バイオガス 5,000Nm^3/日を精製して、メタン濃度 97%のバイオ天然ガス 3,000Nm^3/日を製造し、この約 1/3 を消化槽の加温用に、残りの約 2/3 を都市ガス用とするものであり、都市ガス導管注入のためにプロパン添加による熱量アップと付臭剤添加を行う。同規模の従来法の条件を**表-5.41** に示す。

表-5.40　CASE6 におけるバイオガスの条件

	バイオガス	バイオ天然ガス	加温用ガス	都市ガス原料	販売ガス
ガス量 (Nm^3/日)	5,000	3,000	1,000 (1/3 と仮定)	2,000	2,154 (プロパン添加)
メタン濃度 (%)	60	97	97	97	90

表-5.41　CASE5 における対照系（従来法）のバイオガス条件

	バイオガス	脱硫ガス	加温ガス	余剰ガス
ガス量 (Nm^3/日)	5,000	5,000	1,666	3,333
メタン濃度 (%)	60	60	60	60

２）コスト算定条件

①検討範囲

- 精製したガス（メタン 97%のバイオ天然ガス）量の 2/3 を都市ガス化設備にて、都市ガスレベルに精製するため、導入効果の試算範囲を合わせる必要がある。よって、高機能脱硫装置、ガスホルダ（中圧）に関わる建設費、維持管理費は、都市ガス化設備で利用するガスに係る費用とし、ガス量比（2/3）とする。
- 機械設備は、一式を含む。
- 電気設備は、付属の動力制御盤以降（２次側）を検討範囲とし、動力制御盤まで（１次側）は含まないものとする。
- 土木・建築設備は含まないものとする。ただし、都市ガス化設備の土木工事、基礎工事、建屋建築工事、建築機械/電気工事は含む。
- 土木工事は地杭打ちや地盤改良等の特殊事情は含まないものとする。また、建屋はユニットハウス等の簡易なものとし、屋内設置が必要な機器のみを納める。
- 処理場外の都市ガス管敷設は場外の敷設状況に左右されることから検討に含まな

い。

・ 全工事費(機器費×1.3)の 30%分には、据付工事原価(直接工事費+間接工事費)、設計技術費、一般管理費等を含む。

②都市ガス化設備に供給されるガスの性状

都市ガス化設備に供給されるガスの性状は、**表-5.42** に示すとおりであり、本ケースでは高圧水吸収法によるガス精製法を適用する。

表-5.42 都市ガス化設備入口ガス基準

項 目	基 準
メタン	97% 以上
硫化水素	0.1ppm 以下
シロキサン	1mg/Nm^3 以下
ガス圧力	0.5MPaG 以上

③都市ガス化設備で調整されるガスの性状

都市ガス化設備では、都市ガス会社で定められたバイオガス購入要領に示されている基準値まで調整するものとする。

④国庫補助の適用

脱硫装置、ガスタンク、都市ガス化設備の建設費には、国庫補助（55%）を見込む。

⑤維持管理費

・ 電力単価は 10 円/kWh、上水は 200 円/m3、LPG は 81 円/kg、ろ過水は無償とする。
・ 設備の運転日数は、355 日/年とする。
・ 既存施設の更新と比較すること、都市ガス化設備が増加しても通常の維持管理業務の中で管理できることが想定されることから、維持管理費に人件費は含まない。
・ 現在、ガス導管注入の導入事例は１箇所であり、経済産業省の補助により建設され、技術/運用面の課題抽出と解決法については継続調査（10 年間の補助事業実績と２会計年度の効果検証の報告が必要）されている。このために、維持管理費は現時点の参考値である。

⑥ガスの販売価格

各ガス会社にてバイオガス購入要領が定められており、購入要領では、当該バイオガスの購入量と同規模の需要におけるガス販売価格相当を目安として、個別条件に応じて算定すると記載されており、バイオガス購入価格は、ガス会社との協議によって決まる。

また、現在、導管注入の導入事例のあるガス会社では、「平成 22 年 4 月 1 日から平成

27 年 3 月 31 日までにバイオガスの受渡しを新たに開始する場合には、受渡し開始後 10 年間に限り、通常の購入価格に同等額を加算した価格を適用する特別措置を講ずる。」といった導入を促進する措置が取られている例もある。

ガス販売価格は、ガス会社によって異なるが、大手都市ガス会社における大口供給のガス販売価格（ケーススタディで扱うガス量と同等規模）の平均値は約 60 円/Nm^3（平成 21 年度）である。

バイオガスの販売価格は個別協議によって決まるが、大口供給のガス販売価格を 60 円/Nm^3と想定し、導入事例のあるガス会社における導入促進の特別措置が適用されると想定した場合、バイオガス販売価格は 60～120 円/Nm^3になると想定される。よって、本検討では、バイオガス販売価格は 90 円/Nm^3として試算を行う。

⑦評価の考え方

現状の脱硫設備とガスホルダを更新する事業費（年価）に対し、高機能脱硫装置、中圧ガスホルダ、都市ガス化設備の導入に要する事業費（年価）を比較し、現況を下回る場合について事業性ありと評価する。

（３）ケーススタディ結果

事業費の算出結果を表-5.43 に示す。

本ケースは、バイオガス：5,000m^3/日を精製して、3,000m^3/日のバイオ天然ガスをとし、バイオ天然ガスの 2,000m^3/日を既設の都市ガス管に供給する場合について検討したものである。同じバイオガス発生量のガス系統施設を従来とおり更新（単純更新）すると、建設費：185 百万円、維持管理費：16 百万円/年と総額年価にして約 31 百万円/年と見積もられた。これに対して、都市ガス管へ供給するケースでは、建設費：343 百万円、維持管理費：40 百万円/年、総額年価：68 百万円/年となり、従来の単純更新の 2.2 倍のコストとなった。しかし、本ケースでは、都市ガスへの供給料金で事業費を賄うとすることができる。その場合の都市ガス供給料金は当該都市ガス会社との協議により決定されるものであるが、本検討では 90 円/Nm^3を想定し、その事業収入は 68.8 百万円/年となる。さらに、この場合は従来必要としていた単純更新の経費が賄える上に、地域における資源利用に貢献することになる。

ガス導管注入の事業性を確保するためには、経済性のほかに、利用先までの距離、建築基準法などの法令による制約等といった地域特性を考慮して、適用を決める必要がある。

表-5.43　事業費算出結果（CASE6　ガス導管注入）

項　目			単純更新		バイオガス精製＋都市ガス利用	
			機器名称 仕様及び数量	金額 （千円）	機器名称 仕様及び数量	金額 （千円）
建設費	機器費	脱硫設備	乾式脱硫装置 250Nm³/h×１基	46,000	バイオ天然ガス化設備 （高機能脱硫）一式	240,000
		ガス貯留設備	低圧ガスホルダ 2,500Nm³×１基	270,000	中圧ガスホルダ 1,500Nm³×２基	76,000
		有効利用設備	－		都市ガス化設備 2,000Nm³/日　一式	270,000
		小計	316,000		586,000	
	概算 機械設備工事費		全工事費　410,800　（機器費×1.3） 補助費　225,940　（55%） 負担費　184,860　（45%）		全工事費　761,800　（機器費×1.3） 補助費　418,990　（55%） 負担費　342,810　（45%）	
	場外導管敷設費		－		検討範囲外	
	計(A)		184,860		342,810	
維持管理費	ユーティリティー費用		脱硫設備：脱硫剤交換費　8,310 千円/年 （バイオガス中の硫化水素濃度を 800ppm と仮定）		脱硫設備：電力費、油脂　6,245 千円/年 都市ガス化設備：電力、上水、分析計器校正/標準ガス、LPG、付臭剤　14,553 千円/年	
			8,310　千円／年		20,798　千円／年	
	メンテナンス費用 （法定点検含む）		脱硫・貯留設備補修費　7,584 千円/年		脱硫装置補修費　3,025 千円/年 ガス貯留設備解放点検　533 千円/2 基/年 （５年以内に１回、その後１０年以内に１回実施） 都市ガス化設備補修費　10,829 千円/年 （微量成分除去、熱量調整、分析機器、付臭装置、LPG バルク法廷点検）	
			7,584　千円／年		14,387　千円／年	
	ガス分析費用		ガス分析費　100 千円/年 （脱硫前後それぞれ１回／年）		ガス分析費　5,208 千円/年 （ガス事業法に定める NH_3/T-S/H_2S の分析１回/週、シロキサン分析４回/年）	
			100　千円／年		5,208　千円／年	
	計(B)		15,994　千円／年		40,393　千円／年	
建設費 (A×{i+i/(i+1)^n-1}) 利子率 i=2.3% 耐用年数 n=15 年			14,715　千円／年		27,288　千円／年	
維持管理費 (B)			15,994　千円／年		40,393　千円／年	
事業収入			0　千円／年		68,820　千円／年	
実質年間費用			▲30,709　千円／年		1,139　千円／年	

（４）温室効果ガス削減効果

ガス有効利用設備について温室効果ガスの削減効果を試算した結果、ガス精製・注入で消費される電力やプロパン等の増加要因を考慮して、1,210 t-CO_2／年と見積もられた。従来の単純更新ではガスの有効利用が行われないために、削減効果はゼロである。

（参考）検討の規模が異なる場合

本技術の実施例は１箇所しかないことから、施設規模が異なる場合の予測は難しい。このため、１箇所の実績値から目的の規模の建設費と維持管理及び温室効果ガス発生量の概略を求める方法を次に示す（メーカーヒアリングより、概ね次式に則ると仮定する）。

１）建設費

建設費は、次式に示すように 0.3 乗に則ると仮定する。

$$C_{(e)} = C_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)^{0.3}$$

ここで、 $C_{(e)}$ ：求める施設規模の建設費（￥）

$C_{(c)}$ ：既知の施設規模の建設費（￥）

$Q_{(e)}$ ：求める施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）

$Q_{(c)}$ ：既知の施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）

２）維持管理費

維持管理費は、次式に示すように 0.4 乗に則ると仮定する。

$$O_{(e)} = O_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)^{0.4}$$

ここで、 $O_{(e)}$ ：求める施設規模の維持管理費（￥）

$O_{(c)}$ ：既知の施設規模の維持管理費（￥）

$Q_{(e)}$ ：求める施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）

$Q_{(c)}$ ：既知の施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）

３）温室効果ガス発生量

温室効果ガスの発生量は、基本的に処理量に比例すると考えて良いことから、次式に示すように施設規模に正比例するものと仮定する。

$$G_{(e)} = G_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)$$

ここで、 $G_{(e)}$ ：求める施設規模の温室効果ガス発生量（MT^{-1}）

$G_{(c)}$ ：既知の施設規模の温室効果ガス発生量（MT^{-1}）

$Q_{(e)}$ ：求める施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）

$Q_{(c)}$ ：既知の施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）

5-3-4. CASE７（ガス運搬）

（１）検討概要

本ケースは、嫌気性消化タンクが稼働している下水処理場で、余剰ガスが発生している場合であって、その余剰ガスを精製して圧縮ガスとして容器に充填し、場外に搬送、外部利用する形態である。検討の対象範囲及びフローを**図-5.24** に示す。

バイオガスは、近隣の利用施設にて灯油代替の燃料として利用することを想定して便益を試算する。

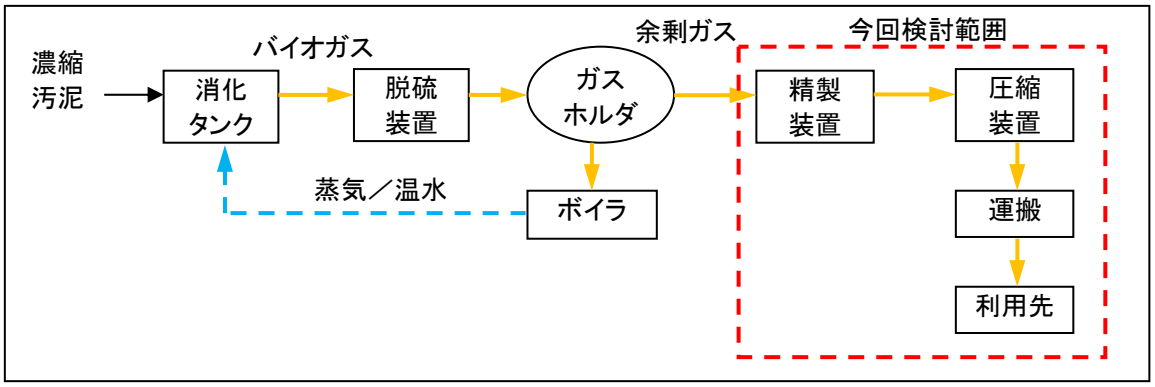


図-5.24　CASE7 における検討対象範囲・フロー

（２）検討条件

1）対象ガス量の設定及び設備構成

本ケースにおけるガス量の条件を**表-5.44** に、設備構成とフローを**図-5.25** に示す。本ケースは、余剰バイオガス 2,400Nm^3/日をメタン濃度 95～96%まで精製し、精製ガス 1,200 Nm^3/日を圧縮して、720Nm^3 のトレーラー車で運搬利用する。運搬先は、１日当たり２箇所で、その距離は１箇所当り 10km（往復）を想定する。

表-5.44　CASE7 における検討条件

項目		単位	値	備考
バイオガス				
	発生ガス量	Nm^3／日	3,600	1/3は消化タンクの加温に利用する。
	余剰ガス量	Nm^3／日	2,400	余剰分を精製、運搬に利用する。
	メタン濃度	%	60	
精製ガス				
	精製ガス量	Nm^3／日	1,200	回収率80%
		Nm^3／年	360,000	
	メタン濃度	%	95～96	
精製設備、運搬設備				
	稼働日数	日/年	300	運搬設備：720Nm3のトレーラー 1日当たり2箇所供給、1回の運搬距離10km

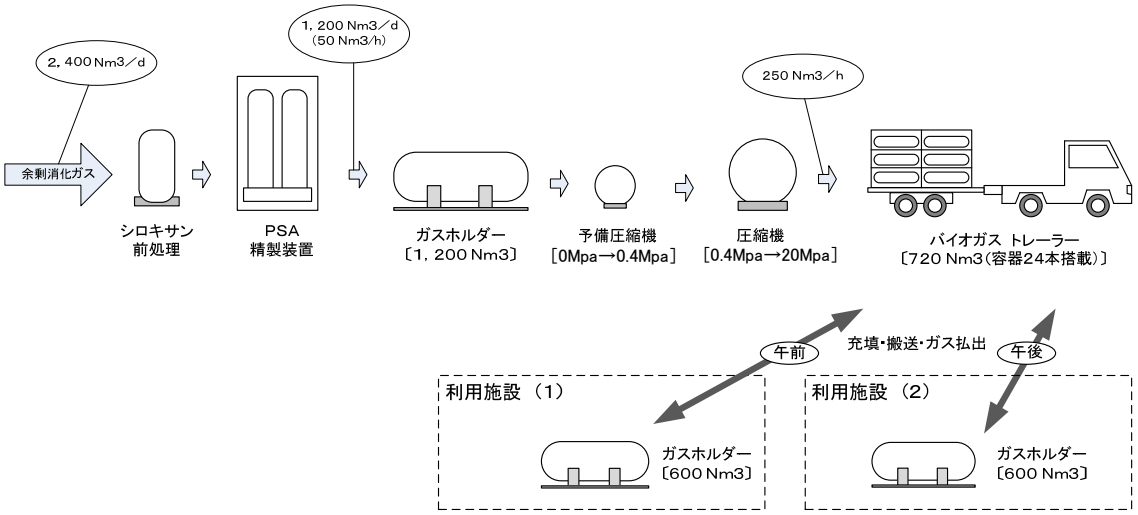


図-5.25　CASE7 における設備構成とフロー

施設の管理基準として、ＰＳＡ装置入側ガスについて**表-5.45** に、バイオガストレーラー入側ガスについて**表-5.46** に示す。

表-5.45　精製装置(PSA)入側ガスの管理基準

管理項目	基　　準
硫化水素	10 ppm　以下
シロキサン（総量）	0.4ppm 以下（５mg/Nm^{3}以下）

表-5.46　バイオガストレーラ入口ガスの管理基準

管理項目	基　　準
メタン	85%以上
二酸化炭素	15%以下
酸素	１%以下
硫化水素	10ppm 以下
窒素	１%以下
一酸化炭素	１ppm 以下
露点	－60℃以下

※高圧ガス保安協会の認証条件

2）コスト設定条件

①前処理設備

メタン発酵による消化ガス有効利用に関する共同研究報告書（H22 年 3 月）より、バイオガス量 250Nm3/h(20 百万)として 0.6 乗則に基づいて設定した。なお、設備能力は利用ガス量×1.2 倍とした。

②ガス精製、ガスホルダ、圧縮設備、運搬設備

メーカーヒアリングの価格を参考に建設費、維持管理費を算出する。なお、設定条件は以下とする。

・建屋、据付調整費、電源工事費、配管工事費は場所やレイアウトによって変わると考えられるが、本ケースでは、工事費＝機器費×1.3 倍と仮定した。
・工事費に、間接工事費（仮設費、現場管理費、据付間接費)、一般管理費は含まない。
・輸送トラックの積載質量は２ｔとし、価格、維持管理費は、建設機械等損料表に従った。
・設備の稼動日数は、300 日/年とする。
・維持管理費には、運搬トレーラーの運行と設備メンテナンスにかかる人件費を含む。
・電力単価は 10 円/kWh とする。
・輸送トラックの燃料費は、年間輸送回数×1 回の輸送距離 10km（往復）÷燃費 5km/L×軽油価格とし、軽油価格は 95 円/kL とした（日本エネルギー経済研究所　石油情報センターHP より、産業用軽油格調査の H22 年平均値)。

なお、設備の耐用年数は、ガス精製設備、圧縮設備、ガスホルダについては一律 15 年とし、運搬設備については、バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル（H16 年 3 月）では、トラックの耐用年数は 8.9 年、建設機械等損料表（H20）では 11 年となっているため、これらを参考に 10 年と設定した。

③バイオガスの燃料代替価値

ボイラの燃料としては灯油が一般的に利用されていることから、供給するバイオガスを灯油代替として使用したと仮定して便益を試算する。

バイオガスの発熱量と灯油の発熱量から、バイオガスを灯油代替として利用した場合の灯油使用量を換算し、この量に灯油価格を乗じて、代替効果とした。ただし、燃料の違いによる設備仕様の違いまでは考慮していない。

④国庫補助の適用

処理場内で利用する前処理設備、精製設備、ガスホルダ、圧縮設備の建設費について国庫補助（55%）が得られると仮定した。

3）評価の考え方

ガス運搬に要する事業費（年価）に対し、バイオガスを灯油代替として利用した場合の価値を想定し、その価値が事業費より上回る場合について、事業性ありと評価する。

（３）ケーススタディ結果

事業費の算出結果を**表-5.47** に示す。

建設費は 8,360 千円/年（補助控除)、維持管理費は 14,400 千円/年となり、事業費としては 22,760 千円/年と見積もられた。

ボイラの燃料としては灯油が一般的に利用されていることから、供給するバイオガスが灯油の代替として使用したとして便益を試算する。算出結果を**表-5.48** に示す。バイオガス（メタン 95%）の発熱量を 34MJ/Nm3、灯油の発熱量を 36.7MJ/Nm3 とすると、バイオガスの精製量 360,000Nm^3/年から、灯油換算量 334kL/年、その購入経費 25,180 千円/年と試算された。事業収支は、灯油代替価値 25,180 千円/年－事業費 22,760 千円/年＝2,420 千円/年となり、事業性はあると判断される。

表-5.47　事業費算出結果

項目		単位	値	備考
補助率		%	55%	建設費の55%の補助が得られるものと仮定。
シロキサン除去装置				
	建設費	千円	12,900	バイオガス量250Nm3/h(@20 百万)として0.6乗則に基づいて設定、設備能力：利用ガス量×1.2倍(メタン発酵による消化ガス有効利用に関する共同研究報告書（H22年3月）)
	維持管理費	千円/年	1,935	設備費の15%と仮定
精製装置（PSA）				
	設備費	千円	50,000	50m3/h
	維持管理費（電力費）	千円/年	2,160	電力原単位0.3（kWh/m3）×10（円/kWh）×余剰ガス量（m3/年）
	維持管理費（メンテナンス費）	千円/年	1,000	
ガスホルダー（精製場所）				
	設備費	千円	10,000	1,200Nm3×1基
	維持管理費	千円/年	250	設備費の2.5%と仮定
圧縮装置				
	設備費	千円	30,000	250m3/h
	維持管理費（電力費）	千円/年	1,080	電力原単位0.3（kWh/m3）×10（円/kWh）×精製ガス量（m3/年）
	維持管理費（メンテナンス費）	千円/年	1,000	
ガスホルダー（利用場所）				
	設備費	千円	10,000	600Nm3×2基
	維持管理費	千円/年	250	設備費の2.5%と仮定
輸送用トラック				
	設備費	千円	2,430	建設機械等損料表より、2tトラックの基礎価格
	維持管理費	千円/年	109	建設機械等損料表より、維持修理比率45%、耐用年数10年
輸送用トレーラー				
	設備費	千円	20,000	容量720m3×1台
	維持管理費（メンテナンス費）	千円/年	500	
	燃料費	千円/年	114	輸送回数600回/年×燃料費190円/回 燃料費＝1回の輸送距離10km（往復）÷燃費5km/L×軽油：95円/L 軽油価格：日本エネルギー経済研究所　石油情報センターHPより、産業用軽油格調査のH22年平均値
維持管理費（人件費）				
	労務費	千円/年	6,000	作業員1名、トレーラーの運行と設備メンテナンス
工事費（ガス供給側）				
	設備費（利用先のガスホルダを除く）　合計	千円	102,900	
	工事費合計（利用先のガスホルダを除く）	千円	133,770	設備費×1.3と仮定
	工事費合計（利用先のガスホルダを除く）（年価）	千円/年	10,646	利子率2.3%、耐用年数15年
	工事費合計（利用先のガスホルダを除く）（補助考慮）	千円/年	4,791	補助有りのケースでは、前処理、精製、ガスホルダ（処理場内）、圧縮機の建設費の55%の補助が得られるものと仮定。
工事費（ガス利用先）				
	設備費（利用先のガスホルダ）	千円	10,000	
	工事費合計（利用先のガスホルダ）	千円	13,000	設備費×1.3と仮定
	工事費合計（利用先のガスホルダ）（年価）	千円/年	1,035	利子率2.3%、耐用年数15年
輸送設備				
	輸送設備費合計	千円	22,430	輸送用トラック+トレーラー
	輸送設備費合計（年価）	千円/年	2,536	利子率2.3%、耐用年数10年 耐用年数：ﾊﾞｲｵｿﾘｯﾄﾞ利活用基本計画策定ﾏﾆｭｱﾙ（H16年3月）では、トラックの耐用年数は8.9年、建設機械等損料表（H20）では11年となっているため、これらを参考に10年とする。
工事費（合計）		千円/年	8,362	工事費（ガス供給側）+工事費（ガス利用先）+輸送設備
維持管理費　合計		千円/年	14,398	
事業費（工事費+輸送設備費+維持管理費）		千円/年	22,760	
バイオガス利用による燃料代替効果		千円/年	25,180	灯油代替として利用した場合の燃料価値を試算（下表参照）。
事業収支				
	灯油代替価値－工事費年価－維持管理費	千円/年	2,420	

表-5.48　バイオガス利用による燃料代替効果

項目		単位	値	備考
灯油				
	発熱量	GJ/KL	36.7	環境省HP、算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧（平成22年3月改正後）の燃料種別の発熱量より
	価格	円/L	75.5	日本エネルギー経済研究所　石油情報センターHPより 民生用灯油価格調査のH22年平均値
バイオガス				
	発熱量	MJ/Nm3	34.0	メタンガスの低位発熱量（35.74MJ/Nm3）×メタン濃度95%
	発熱量から換算した灯油代替量	KL/年	334	精製ガス量×バイオガス発熱量÷灯油発熱量
	灯油代替価値	千円/年	25,180	灯油代替量×灯油価格

（４）温室効果ガス削減効果

1）算定条件

温室効果ガス排出量は、以下の項目について算定した。

①設備の消費電力

精製装置の消費電力は、メーカーカタログ値より、ガス量 1m^3 当たり 0.3kWh とした。

圧縮装置の消費電力は、メーカーカタログ値より、精製ガス量 1m^3 当たり 0.3kWh とした。

②運搬トラックによる燃料消費量

輸送に利用するトラックの燃料使用量は、年間輸送回数 600 回×1 回の輸送距離 10km（往復）÷燃費 5km/L から、1,200L/年とした。

③バイオガスの灯油代替による温室効果ガス削減効果

バイオガスを灯油代替として利用した場合の灯油換算量から、その分の灯油利用量が削減されるとして温室効果ガス排出量の削減量を算定した。

2）算定結果

温室効果ガスに関して、１年間操業した場合の排出量と、バイオガス使用による削減量を求めた結果を**表-5.49** に示す。本ケースにおける温室効果ガス削減効果は 645 t-CO_2/年と見積もられた。

表-5.49　温室効果ガス算定結果

排出区分		使用量等	単位処理量当たりエネルギー使用量	稼動日数	年間エネルギー使用量等	排出係数		地球温暖化係数	CO_2換算排出量（t-CO_2/年）	
精製装置	電力	2,400 Nm3/日	0.3 kWh/m3	300	216,000 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	121	※1
圧縮装置	電力	1,200 Nm3/日	0.3 kWh/m3	300	108,000 kWh/年	CO_2	0.561 kg-CO_2/kWh	1	61	※1
輸送	燃料	4 L/日	－	300	1,200 L/年	CO_2	2.580 kg-CO_2/L	1	3	※2
灯油代替利用による削減分		－	－	300	334 KL/年	CO_2	2.490 kg-CO2/L	1	-830	※2
小計									-645	

※1　電力使用に伴う排出係数の出典：　環境省資料「算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧（平成22年3月改正後）」
別表20　電気事業者別排出係数（平成21年度排出量算定用）における「他人から供給された電気の使用」の値。

※2　電力使用に伴う排出係数の出典：　環境省資料「算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧（平成22年3月改正後）」
（参考1）　燃料の使用に関する排出係数

(参考)検討の規模が異なる場合

本技術のケーススタディは１ケースしか行っていないことから、施設規模が異なる場合の予測は難しい。このために、１箇所の値から目的の規模の建設費と維持管理及び温室効果ガス発生量の概略を求める方法を次に示す。ただし、設備の仕様等の条件によっては、実際の費用と大きく差がでる可能性があるため、取り扱いには十分注意してください。

１）建設費

建設費は、次式に示すように 0.6 乗則に則ると仮定する。

$$C_{(e)} = C_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)^{0.6}$$

ここで、 $C_{(e)}$ ：求める施設規模の建設費（￥）
$C_{(c)}$ ：既知の施設規模の建設費（￥）
$Q_{(e)}$ ：求める施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）
$Q_{(c)}$ ：既知の施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）

２）維持管理費

維持管理費は、基本的に処理量に比例すると考えて良いことから、次式に示すように施設規模に正比例するものと仮定する。

$$O_{(e)} = O_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)$$

ここで、 $O_{(e)}$ ：求める施設規模の維持管理費（￥）
$O_{(c)}$ ：既知の施設規模の維持管理費（￥）
$Q_{(e)}$ ：求める施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）
$Q_{(c)}$ ：既知の施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）

３）温室効果ガス発生量

温室効果ガスの発生量に関しても、維持管理費と同様の現象と考えられることから、次式に示すように施設規模に正比例するものと仮定する。

$$G_{(e)} = G_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)$$

ここで、 $G_{(e)}$ ：求める施設規模の温室効果ガス発生量（MT^{-1}）
$G_{(c)}$ ：既知の施設規模の温室効果ガス発生量（MT^{-1}）
$Q_{(e)}$ ：求める施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）
$Q_{(c)}$ ：既知の施設規模（MT^{-1} or L^3T^{-1}）

5-3-5. バイオガス利用ケーススタディのまとめ

（１）事業採算性

バイオガス利用に関して行ったケーススタディの事業採算性について、結果を**表-5.50** にまとめて示す。

消化槽が既設の場合では、バイオマス利用技術を導入したすべてのケースで、採算性がある結果となった。

規模別では、20,000～30,000 m^3/日では、ガス発電、ガス運搬による採算性がある結果となった。発電では、発電による排熱回収により、加温に用いていたバイオガスも発電に利用できることから、余剰ガスが少ない小規模でも効果があることが試算された。

50,000～60,000 m^3/日では、ガス発電、ガス精製・導管注入による採算性がある結果となった。また、既存の脱硫設備、ガスホルダの更新と比較しても、ガス精製・導管注入技術を導入した方がコストが低くなる結果となっており、単純更新の経費を賄うことができる。

100,000 m^3/日では、ガス発電による採算性がある結果となったが、従来の発電設備の価格を用いて試算していることから、50,000m^3/日規模よりも収支が若干低くなる結果となった。また、100,000m^3/日では、それ以下の規模でも採算性があるガス運搬、ガス精製・導管注入を導入しても、採算性があると想定される。

消化槽を新設する場合では、発電電力を 20 円/kWh ですべて売電しても、20,000m^3/日規模では採算性がなく、50,000m^3/日、100,000m^3/日規模で採算性がある結果となった。消化槽を新設する場合は、消化槽の建設費と維持管理費が大きくなるが、バイオガスの有効利用に加えて、汚泥量減少による汚泥処分費の低減が大きく寄与する結果となった。

20,000m^3/日規模では、消化槽新設による効果が見られなかったため、複合バイオマス受け入れを考慮し、生ごみ受け入れによるバイオガスの増大、ごみ、し尿処理施設の更新費の削減も考慮することで、経済性効果があると試算された。小規模処理場で消化槽を新設する場合には、し尿処理施設やごみ処理施設と下水処理施設との連携を考慮して、経済性や環境性の面での効率的なシステムを検討することが重要であると考えられる。

表-5.50　バイオガス利用に関するケーススタディの事業採算性

ケース設定	消化槽	処理水量 (m^3/日)	バイオガス発生量 (Nm^3/日)	事業経費 (百万円/年)	効　果 (百万円/年)	収　支 (百万円/年)
CASE4 ガス発電：場内利用	既設	20,000	1,700	9.1	12.8	3.8
		50,000	4,500	25.3	41.7	16.4
		100,000	9,000	50.0 (発電機:280kW×2 台)	66.1	16.1
		100,000	9,000	66.2 (発電機:280kW×1 台＋25kW×21 台)	81.8	15.6
CASE5 ガス発電：全量買取制度 (¥20/kWh)	既設	20,000	1,700	14.5	17.3	2.8
		50,000	4,500	38.5	55.2	16.8
		100,000	9,000	81.5	93.2	11.7
	新設	20,000	1,700	75.8	65.4	-10.4
		50,000	4,500	132.9	166.5	33.6
		100,000	9,000	209.3	300.0	90.8
	新設バイオマス受入	20,000	1,700＋570(バイオマス受入による増加分)	165.5	208.3	42.8
CASE6 精製・導管注入・都市ガス	既設	60,000	5,000 (精製ガス 3,000 のうち 2,000 を導管注入用とする)	67.7	68.8	1.1
CASE7 精製・トレーラ運搬・燃料	既設	40,000	3,600 (このうち 1,200 は消化槽の加温に用いる)	22.7	25.2	2.5

(注)
- CASE5 におけるガス発電設置経費には国庫補助は考慮していない。
- ほかの CASE4 の発電設備及び CASE5 の消化槽新設の経費はすべて国庫補助を考慮。
- CASE6 の事業費、維持管理費は、精製ガス 2,000Nm^3/日に対する費用。
- CASE6 では、バイオガスの買取価格はガス会社との協議によって決まること、買取価格には変動幅があることが考えれるので、90 円/Nm^3 として試算した。
- CASE7 の維持管理費にはトレーラーの運行が増えること人件費を含んでいる。そのほかのケースの維持管理費には人件費は含んでいない。

(2)温室効果ガス削減効果

バイオガス利用に関して行ったケーススタディの温室効果ガスの削減効果について結果を**表-5.51** にまとめて示した。

バイオガス利用はすべて温室効果ガスの削減効果があるものである。今回のケーススタディでは、発電を導入したケースが最も高い結果となった。

今回のケーススタディでは、環境価値を見込んでいないが、グリーン電力認証による環境付加価値の販売、オフセットクレジット制度によるクレジットの売却による効果も考慮した場合は、その分の便益がプラスとなる。

表-5.51　バイオガス利用に関するケーススタディの温室効果ガス削減性

ケース設定	消化槽	①バイオガス発生量規模 (Nm^3／日)	②温室効果ガス削減量 ($t\text{-}CO_2$／年)	効果比較 (②／①)
CASE4 ガス発電	既設	1,700	485	0.29
		4,500	1,549	0.34
		9,000 (発電機:280kW×2 台)	2,614	0.29
		9,000 (発電機:280kW×1 台＋25kW×21 台)	3,285	0.37
CASE5 ガス発電：全量買取制度 (¥20/kWh)	既設	1,700	485	0.29
		4,500	1,549	0.34
		9,000	2,614	0.29
	新設	1,700	293	0.17
		4,500	1,029	0.22
		9,000	1,574	0.17
CASE6 精製・導管注入・都市ガス	既設	5,000 (精製ガス：3,000 このうち 2,000 を導管注入用とする)	1,210	0.24
CASE7 精製・トレーラ運搬・燃料	既設	3,600 (このうち 1,200 は消化槽の加温に用いる)	645	0.18